REVUE BROWN BOVERI

Transformateurs



REV. BROWN BOVERI TOME 52 N° 11/12 PAGES 797 à 932 BADEN, NOVEMBRE/DÉCEMBRE 1965

Imprimé en Suisse

Sur la couverture:

Bobines de compensation de 165 Mvar du réseau de transport
Montréal–Manicouagan, à 735 kV,
de la Commission hydroélectrique de Québec, à Montréal (Canada)

REVUE BROWN BOVERI

PUBLIÉE PAR LA SOCIÉTÉ ANONYME BROWN, BOVERI & CIE, BADEN (SUISSE)

TOME 52 NOVEMBRE/DÉCEMBRE 1965 No 11/12

La Revue Brown Boveri paraît mensuellement — La reproduction d'articles ou d'illustrations est autorisée, à la condition d'en indiquer l'origine

SOMMAIRE:

A. GOLDSTEIN: Avant-propos 799
M. ITSCHNER: Progrès réalisés dans la construction des transformateurs 801
W. HEINIGER: L'influence de la capitalisation des pertes sur la construction des grands transformateurs 804
W. GERMANN et E. WAGENBICHLER: Une nouvelle construction pour les transformateurs monophasés: circuit magnétique en croix 808
E. PIRKTL: Détermination du champ électromagnétique dans les transformateurs au moyen de calculatrices numériques 813
J. DOBŠA et E. PIRKTL: La tenue des transformateurs aux courts-circuits 821
J. DOBŠA: Le refroidissement des grands transformateurs 831
M. CHRISTOFFEL: Les réactances homopolaires des transformateurs et bobines d'inductance 837
K. BÜHLER: Une nouvelle série de changeurs de prises en charge pour transformateurs de grande puissance . . 843
H. SCHMID: Transformateurs de grande puissance pour centrales électriques 849
A. EDLINGER/H. SCHMID: Transformateurs et bobines de réactance pour stations d'essais à grande puissance 856
W. ERB et D.J. KRAAIJ: Construction et essai des bobines de compensation pour réseau à 735 kV 864
D.J. KRAAIJ: Progrès réalisés dans la technique de l'essai des transformateurs 876
F. HUBER: Méthodes de mesure utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs et ordre de grandeur des erreurs correspondantes 889
K. WOLFF: Protection des huiles des transformateurs contre le vieillissement 897
T. PELIKAN: Transformateurs avec tôles en développante de cercle 903
F. HUBER: Courant d'enclenchement dans les transformateurs de distribution 908
W. WEBER et K. WOLFF: Mesures pour maintenir en bon état l'huile des transformateurs de distribution 916

EN BREF:

G. GHISLER: Une date dans la production des transformateurs de mesure 922
A. EIDINGER: Le nouveau disjoncteur pneumatique ultrarapide, type DMF – Première livraison pour le réseau canadien à 735 kV 924
Publications de collaborateurs parues dans diverses revues 926
Table des matières – Tome 52 (1965) 927

Avant-propos

Le dernier numéro de notre Revue consacré aux transformateurs a paru en juin 1956. Or, les progrès réalisés depuis, dans ce domaine, nous ont conduits bien au-delà de ce que l'on pouvait prévoir à l'époque. C'est pourquoi il nous a paru opportun de réserver de nouveau un numéro entier à ces appareils qui jouent, comme on le sait, un rôle important dans le secteur du transport et de la distribution de l'énergie électrique.

Pour donner une idée du niveau technique de 1956, il suffit de mentionner les caractéristiques limites atteintes à ce moment: tension de service 380 kV, puissance de type 200 MVA, poids par unité de puissance 1 kg/kVA, pertes 0,5 %. Depuis, un grand pas a été franchi puisqu'on a passé à l'échelon de 750 kV. Un prototype de transformateur pour réseau à cette tension a été présenté sous tension à l'Exposition nationale suisse de Lausanne, en 1964, et les premières bobines de compensation que nous avons livrées pour les lignes de transport à 735 kV de la Commission hydroélectrique de Québec, au Canada, sont maintenant en service. Notre concessionnaire français, la Compagnie Electro-Mécanique construit actuellement un transformateur triphasé de 660 MVA pour la tension de 400 kV. Le poids par unité de puissance a pu être réduit à 0,65 kg/kVA et les pertes à 0,3 %.

Sous cette énumération un peu sèche de chiffres se cache un travail considérable d'étude de perfectionnement touchant à tous les facteurs en jeu: propriétés physiques des matériaux utilisés, structure et fabrication des circuits magnétiques, des enroulements, des isolations, prise en considération beaucoup plus précise des champs électriques et magnétiques dans les espaces occupés par les enroulements. Ce dernier point, en particulier, a été rendu possible par l'emploi de calculatrices électroniques qui ont permis d'apporter des raffinements naguère inconcevables à l'application de méthodes d'ailleurs déjà connues. C'est ainsi que l'on est arrivé notamment à réduire les pointes de sollicitations locales de l'isolation, les efforts électrodynamiques dus aux courants de court-circuit et les pertes supplémentaires.

Les articles qui suivent renseignent sur les recherches effectuées dans différentes directions. Ils montrent la voie à suivre pour améliorer encore les transformateurs, tant du point de vue technique qu'économique. Nous sommes du reste encore en pleine évolution et il n'est pas possible d'entrevoir où nous serons conduits.

(P.H.)

A. GOLDSTEIN

Progrès réalisés dans la construction des transformateurs

621.314.21

L'évolution qui s'est produite dans la construction des transformateurs est le résultat d'études d'améliorations apportées à tous les éléments constituant ces appareils, améliorations qui touchent soit aux propriétés physiques des matériaux utilisés, soit à la fabrication elle-même. L'incidence économique des progrès réalisés joue naturellement un très grand rôle, la réduction des pertes entraînant automatiquement une réduction des frais d'exploitation. L'auteur du présent article, M. ITSCHNER, donne un aperçu général servant d'introduction aux articles suivants du présent numéro qui traitent de différentes questions particulières.

Il y a des cas où il est possible, sans innovation révolutionnaire, mais par un travail persévérant d'étude de chacun des éléments constituants, de réussir à perfectionner de manière étonnante une machine ou un appareil. Il en est ainsi, par exemple, pour les transformateurs. Il nous a paru utile, à titre d'introduction aux articles qui suivent celui-ci et traitent de questions particulières, de dresser un aperçu de ce qui a été accompli dans cet ordre d'idées au cours de ces dernières années.

Avant d'examiner les questions techniques et les problèmes de construction, il est bon de préciser que, depuis quelques années, on tend à attribuer une importance encore plus grande que par le passé à l'influence que peut avoir le dimensionnement d'un transformateur sur ses frais d'exploitation. Un acheteur ne se préoccupe plus uniquement des frais d'acquisition, mais il tient compte aussi des frais annuels résultant de l'énergie dissipée dans le fer et dans le cuivre. Nous nous sommes adaptés à cette évolution en recherchant la solution la plus favorable par des calculs d'optimisation effectués à l'aide d'une machine électronique.

Considérons maintenant les facteurs techniques. L'évolution qui s'est produite dans la construction du circuit magnétique a été fortement influencée par l'emploi de tôles à cristaux orientés. Cet emploi exigeait avant tout, si l'on voulait bénéficier de la diminution constante apportée par les métallurgistes aux pertes spécifiques des tôles, une recherche toujours plus poussée d'une disposition de ces tôles tenant compte de la variation des pertes en fonction de l'orientation du flux. Cette recherche conduisit à l'adoption de joints inclinés à 45°, entre colonnes et culasses, au lieu de joints verticaux ou horizontaux, bien qu'au début l'efficacité de cette solution ait été mise fortement en doute. Ce mode de construction est aujourd'hui adopté pour tous nos grands transformateurs triphasés. Dans nos transformateurs monophasés du type cuirassé avec noyau à tôles radiales, construction qui est devenue pour nous presque classique, il a été possible d'appliquer le même principe à l'exécution des culasses, mais on n'a pu éviter qu'au passage des culasses aux tôles les plus larges du noyau, les lignes de champ soient perpendiculaires au sens de laminage. Aussi avons-nous dû nous borner à n'utiliser cette construction du circuit magnétique que dans les cas où ses avantages sont plus importants que l'inconvénient de pertes dans le fer plus élevées, par exemple pour les transformateurs de locomotives à courant monophasé à $16\,^2/_3$ Hz ou pour certaines bobines d'inductance. Pour les gros transformateurs destinés aux applications usuelles, on a pu trouver une solution permettant de combiner la plus grande partie des avantages des noyaux à tôles radiales avec une utilisation poussée des propriétés des tôles. Le circuit magnétique en croix décrit à la page 809 offre cette possibilité, moyennant cependant un allongement, à vrai dire assez faible, de la longueur moyenne du circuit. Nous avons porté notre choix sur la division en quatre parce que c'est elle qui offre le maximum d'espaces libres pour le montage des bornes et du commutateur de prises dans l'axe du gabarit de chargement des chemins de fer, avantage apprécié surtout pour les très hautes tensions et que ne procure pas la division en trois circuits formant une étoile, également étudiée et en soi assez sympathique.

Du fait que, dans les tôles à cristaux orientés de bonne qualité, les pertes dépendent fortement de la direction de l'induction, il résulte que les trous qui sont habituellement ménagés dans les noyaux et culasses pour le passage des boulons de serrage sont extrêmement gênants. Ces trous empêchent en effet presque complètement les lignes de force de passer dans les parties de tôles situées entre eux et réduisent ainsi notablement la section utile du fer. Aussi

avons-nous préféré les supprimer autant que possible. A cet effet, il a fallu adopter une technique qui a d'ailleurs été favorisée par le fait que les faces des tôles laminées à froid sont extraordinairement planes et lisses et permettent donc d'obtenir une valeur assez élevée du facteur de remplissage, même si la force maintenant les tôles serrées n'est pas très grande, ce qui est du reste aussi favorable en ce qui concerne les pertes. On a réussi, en entourant les paquets de tôle de bandages ou, dans de nombreux cas, par simple collage des tôles entre elles, à obtenir des noyaux et culasses exempts de boulons de serrage et ayant une compacité suffisante, déjà lors du montage, et surtout après le calage des enroulements. De tels noyaux et culasses à section homogène sont affectés de pertes très faibles. Il y correspond des courants magnétisants de faible intensité et leur comportement est aussi très favorable au point de vue du bruit.

Les pertes dans le fer étant faibles, il est possible d'adopter des valeurs plus élevées de l'induction. Cependant, bien que les courants magnétisants soient petits, ces valeurs entraînent l'apparition, en raison de l'induction rémanente due aux joints enchevêtrés, de pointes de courant d'enclenchement qui risquent de provoquer le fonctionnement intempestif des dispositifs de protection. Des essais approfondis[1] nous ont permis de déterminer les limites admissibles à ce sujet.

Dans la gamme des puissances comprises entre 200 et 10 000 kVA, nous avons introduit une exécution qui a été étudiée et mise au point par notre concessionnaire pour la France, la Compagnie Electro-Mécanique (CEM). Il s'agit d'une application d'anciens principes rendue possible par de nouveaux moyens de production et par l'existence de tôles magnétiques disponibles sous forme de bandes dont les faces sont revêtues d'une couche isolante de qualité suffisante pour qu'on puisse renoncer, dans la plupart des cas, à un vernissage. Le circuit magnétique se compose de trois noyaux cylindriques, constitués de tôles cintrées en forme de développantes de cercle, et de deux culasses triangulaires. Celles-ci sont elles-mêmes obtenues par enroulement d'une bande de tôle autour d'un mandrin monté sur un tour. Cette fabrication très simple peut être organisée rationnellement. Ajoutons d'ailleurs que les tôles isolées, livrées en bobines sont aussi utilisées pour d'autres types de constructions.

Il est un autre genre de matériel qui est fortement influencé par la constitution du noyau et avec lequel nous avons obtenu d'excellents résultats. Ce sont les grosses bobines d'inductance qui jouent un rôle important en agissant comme compensateurs pour les lignes de transport à très haute tension.

Dans ces bobines, les noyaux sont constitués de plusieurs tronçons à tôles radiales séparés par des entrefers relativement grands. Grâce à la disposition radiale des tôles, le flux de dispersion est dirigé sur tout le pourtour de ces tronçons suivant le plan des tôles et ne produit donc pas de pertes supplémentaires. Nous avons construit de telles bobines à une colonne pour des réseaux à 220 kV et à deux colonnes pour un réseau à 735 kV. Ces dernières ont été dimensionnées pour absorber une puissance réactive de 110 Mvar, à 60 Hz. Leur construction a la propriété de réduire beaucoup le bruit et les vibrations. D'autre part, comme la part des ampères-tours correspondant à la réluctance de la partie en fer du circuit magnétique est faible, ces bobines ne produisent pratiquement pas d'harmoniques.

Tandis que l'évolution de la construction des circuits magnétiques a été largement influencée par la matière utilisée, il n'en a pas été de même pour les enroulements, puisque les qualités de cuivre n'ont guère changé. Toutefois, étant donné les importantes hausses qui se sont produites sur les prix du cuivre, on s'est demandé parfois si l'on aurait avantage à envisager l'emploi de l'aluminium. Mais la différence des prix de ces deux matières n'est pas suffisante pour justifier un remplacement qui entraînerait de grosses modifications dans les ateliers. L'aluminium peut être utilisé comme conducteur dans certains cas où l'on exige de manière impérative d'importantes réductions de poids.

Les perfectionnements réalisés dans l'exécution des enroulements concernent surtout l'amélioration des isolations et du refroidissement, ainsi que la réduction des effets gênants des flux de dispersion. D'autre part, avec l'augmentation constante des puissances en jeu dans les réseaux, il était nécessaire d'adapter aussi la tenue des transformateurs aux courts-circuits.

Dans le domaine de l'isolation, la recherche d'améliorations était dictée par la nécessité de construire des transformateurs capables de supporter les sollicitations de tension apparaissant dans les réseaux à l'aide d'un minimum d'isolation, mais aussi, et tout particulièrement, par l'emploi de tensions de service toujours plus élevées. Toutes les usines du groupe Brown Boveri construisant des transformateurs de grande puissance ont déjà livré des transformateurs à 400 kV et l'ensemble des commandes reçues pour de tels matériels a déjà dépassé 11 000 MVA. D'autre part, depuis notre première publication relative à des transformateurs[2]

[1] Voir l'article commençant à la page 908.

[2] M. CHRISTOFFEL et M. ITSCHNER: Transformateurs à 380 kV. *Rev. Brown Boveri*, t. 41 (1954), n° 9, p. 330 à 336.

à 380 kV, nous avons franchi le grand pas qui nous a amenés à la tension de 735 kV avec la livraison, au Canada, de bobines de compensation de 110 et 55 Mvar (voir les photos de la couverture et de la page 931). D'ailleurs, notre Société avait déjà présenté à l'Exposition nationale suisse de 1964, à Lausanne, un poste de transformation complet (transformateur, disjoncteur, transformateurs de mesure, parafoudre), le premier du monde pour la tension de réseau de 750 kV.

Une étude approfondie, s'appuyant aussi bien sur les résultats de mesures directes que sur des distributions de champ déterminées par le calcul et par des essais, a permis d'adapter l'isolation des spires aux sollicitations créées par les ondes de choc, qui sont elles-mêmes limitées par des dispositions appropriées, et d'obtenir une excellente utilisation de l'espace disponible pour les enroulements.

En ce qui concerne les matériaux utilisés pour constituer les isolations, il n'y a pas eu de grands changements. Mais les méthodes de préparation et de séchage ont été continuellement améliorées et les recherches faites au sujet du vieillissement des huiles ont contribué au maintien, après de longues périodes de service, de la qualité initiale des isolants. C'est ainsi, par exemple, que l'inhibition des huiles par l'addition de matières empêchant l'oxydation s'est révélée très efficace.

Pour les transformateurs devant fonctionner en permanence à la température limite admissible, de façon plus ou moins indépendante des variations naturelles de la température du fluide de refroidissement, ou devant supporter de fréquentes et assez fortes surcharges, on peut avoir avantage à utiliser, pour l'isolation des fils, un papier résistant aux hautes températures. Toutes les questions relatives à la technique de l'isolation et à la fabrication ont été élucidées par de nombreux essais.

Avec l'accroissement constant des puissances unitaires, les enroulements deviennent toujours plus volumineux et il est nécessaire, pour assurer leur refroidissement, de faire circuler de grandes quantités d'huile qui exigent à leur tour de coûteux dispositifs de réfrigération. L'emploi de pompes de circulation d'huile, telles que celles que l'on utilise pour le refroidissement par circulation d'eau, contribue non seulement à réduire le volume de ces dispositifs de réfrigération, mais aussi, avec l'aide de canaux de guidage appropriés, à accélérer l'évacuation de la chaleur produite dans les enroulements. Grâce aux études faites dans ce domaine, il a été possible, sans diminuer en quoi que ce soit la sécurité d'exploitation, d'améliorer notablement l'utilisation de l'espace réservé aux enroulements dans les grands transformateurs.

Les flux de dispersion donnent naissance, dans les enroulements, à des courants parasites qui, en raison des valeurs élevées qu'atteint l'intensité du champ dans les grands transformateurs, obligent à réduire les dimensions des conducteurs à un tel point que le facteur de remplissage de la section des enroulements devient extrêmement faible. C'est pourquoi l'on a été conduit à utiliser des conducteurs pareils aux barres Rœbel des alternateurs, formés d'un faisceau d'éléments méplats isolés par une couche de vernis et continuellement transposés; ce faisceau est entouré d'une isolation en papier. De tels conducteurs ont permis de réduire beaucoup les pertes supplémentaires dues non seulement au champ de dispersion parallèle à l'axe de l'enroulement, mais aussi au champ radial, aux extrémités. La détermination de ces pertes supplémentaires a été facilitée par l'emploi de notre calculatrice électronique. Dans les grands transformateurs, le flux de dispersion a tendance, surtout avec les enroulements concentriques, à se fermer le long de la cuve. Aussi peut-il provoquer dans cette région de très importantes pertes supplémentaires qu'il est cependant possible d'éliminer dans une grande mesure au moyen d'écrans feuilletés convenablement disposés.

Les efforts dus aux courants de court-circuit sont étroitement liés aux effets du flux de dispersion. Avec la disposition concentrique des enroulements, usuelle pour nos transformateurs, ce sont les conducteurs en cuivre eux-mêmes qui doivent résister aux forces radiales produites par le champ normal parallèle à l'axe. Dans les grands transformateurs, comme les intensités de champ sont élevées, les contraintes apparaissant dans le métal sont, quelquefois, très voisines de la limite admissible. Nous utilisons dans ces cas-là un cuivre spécial ayant une grande résistance à la traction, mais qui est plus difficile à travailler.

Lorsqu'il y a discordance dans la répartition des ampères-tours primaires et secondaires, si l'un des enroulements est muni de prises de réglage, par exemple, si l'isolation de parties d'enroulement a été renforcée de manière asymétrique ou si le montage n'a pas été assez précis, les forces axiales qui apparaissent, agissent sur les dispositifs de calage. On cherche naturellement à éviter les trois causes citées de ces forces. Mais s'il n'est pas possible de les éliminer complètement, leur effet doit être calculé et rendu inoffensif par des mesures appropriées. Nous disposons depuis plusieurs années d'un programme de calculatrice numérique qui nous permet de déterminer les forces axiales et souvent de les réduire par des artifices étonnamment simples.

La question du bruit produit par les transformateurs prend de l'importance surtout dans les régions

habitées. Nos transformateurs normaux se caractérisent par un niveau de bruit réellement bas, inférieur aux limites admises par les prescriptions américaines NEMA. Malgré cela, nous avons étudié ce problème avec une grande attention pour pouvoir satisfaire aux exigences plus grandes lorsque c'est nécessaire. En général, il n'est pas possible de réduire le bruit en agissant sur un seul facteur et il est nécessaire de faire intervenir un concours de mesures qui entraînent toujours un renchérissement et ne peuvent donc être appliquées que si elles sont vraiment indispensables.

Pour ce qui est des essais de contrôle, des améliorations apportées à l'équipement des plates-formes ont permis de rationaliser leur exécution. Pour les essais exigeant la mise en œuvre de fortes puissances réactives, par exemple pour l'essai des grosses bobines d'inductance, nous avons installé un alternateur de 30 MVA et une batterie très importante de condensateurs avec un appareillage permettant de multiples possibilités de commutation.

Parallèlement aux études relatives aux grands transformateurs, nous avons mis au point une nouvelle série de changeurs de prises destinés à être incorporés dans la cuve des transformateurs et qui se distinguent par leur excellente tenue aux ondes de choc. Ces appareils permettent le réglage direct de la tension de départs à 220 kV.

(P. H.) M. ITSCHNER

L'influence de la capitalisation des pertes sur la construction des grands transformateurs

621.314.21.017.2/.3.003

Après un bref aperçu sur le principe de la capitalisation des pertes, l'auteur, W. HEINIGER, montre que la prise en considération des frais annuels d'exploitation permet de faire certaines constatations utiles. Il expose ensuite comment, en pratique, on peut tenir compte de ces constatations dans l'étude de projets et attire l'attention sur l'emploi d'une calculatrice numérique pour déterminer la solution optimale.

La capitalisation des pertes

Parmi les nombreux et divers facteurs influençant le dimensionnement d'un transformateur, il en est un qui a une importance particulière: la rentabilité. Lorsqu'on achète un transformateur, il ne suffit pas de prendre en considération son prix et les dépenses à engager pour son transport et son installation, mais une fois en service, les pertes constituent une charge permanente pour le compte d'exploitation. C'est pourquoi on a l'habitude de calculer le capital dont les intérêts correspondraient à la valeur annuelle des pertes et d'ajouter cette somme aux frais de premier établissement. Pour déterminer ce capital, on a besoin de certains renseignements que seul l'exploitant peut fournir, à savoir:

- le prix de l'énergie,
- la durée annuelle de service,
- la puissance moyenne,
- le nombre prévu d'années de service,
- le taux de l'intérêt.

Etant donné l'allure actuelle de l'évolution de la production et de la distribution de l'énergie électrique – il suffit de penser à l'apparition des centrales nucléaires –, il n'est pas facile de fixer les valeurs à attribuer à ces différents facteurs. Cela exige, de la part de l'exploitant, une clairvoyante analyse des perspectives de développement de son réseau, analyse souvent difficile mais qu'il vaut la peine d'entreprendre avec soin.

Le capital correspondant aux pertes dans le fer est assez facile à déterminer, car ces pertes restent généralement constantes pendant toute la durée de service. Le tableau I ci-dessous, que l'on trouve dans de nombreuses tables, donne la valeur du capital obtenu si l'on verse une annuité de 1 franc chaque année pendant N années.

TABLEAU I

Capital résultant du versement de N annuités de 1 franc au début de chaque année

Durée N années	Taux en %				
	3	3½	4	4½	5
10	8,5	8,3	8,1	7,9	7,7
15	11,9	11,5	11,1	10,7	10,4
20	14,9	14,2	13,6	13,0	12,5
25	17,4	16,5	15,6	14,8	14,1
30	19,6	18,4	17,3	16,3	15,4

Admettons qu'un transformateur fonctionne 8000 heures par année pendant une période de 25 ans, que le prix du kWh soit de 0,03 franc et que le taux de l'intérêt soit égal à 3½ %. Le capital correspondant à une perte dans le fer d'un kilowatt est alors égal à

$$m_{Fe} = 8000 \cdot 0{,}03 \cdot 16{,}5 = 3960 \text{ francs.}$$

Pour déterminer le capital correspondant aux pertes dans le cuivre, il est nécessaire de connaître le diagramme de charge prévu pour l'année entière et d'en déduire la moyenne quadratique de la charge. Supposons que cette moyenne s'élève à 58 % de la puissance nominale et que les pertes sont proportionnelles au carré de la charge; le capital correspondant à une perte dans le cuivre d'un kilowatt est égal à $0{,}58^2 = {}^1/_3$ du capital précédemment calculé pour une perte de 1 kW dans le fer, à la condition, bien entendu, que tous les autres facteurs soient les mêmes.

Lorsqu'un transformateur est refroidi artificiellement, il faut également tenir compte de l'énergie consommée par les moteurs des pompes et ventilateurs et qui doit être capitalisée de la même manière.

Le capital correspondant à la totalité des pertes est normalement supérieur au prix d'achat du transformateur. Si l'on dispose de plusieurs offres pour un transformateur donné et si l'on forme pour chacune d'elles la somme du prix d'achat et du capital représentant les pertes, on obtient des nombres élevés qui ne permettent pas de se faire une image claire dans la comparaison que l'on désire établir. C'est pourquoi l'usage s'est introduit, dans la pratique, de comparer les prix d'achat augmentés ou diminués de la valeur capitalisée de la différence entre une valeur des pertes prise comme référence et les pertes relatives à chaque variante. Ainsi les nombres à comparer sont du même ordre de grandeur que le prix du transformateur.

Les frais annuels d'exploitation

De nombreux exploitants, surtout dans les pays anglo-saxons, ne comparent pas les capitaux investis, mais les frais annuels d'exploitation. En principe, le calcul se fait de la manière décrite plus haut, mais il prend en considération le coût annuel de l'énergie dissipée, au lieu du capital qui y correspond, et les frais annuels de capital, c'est-à-dire l'ensemble des intérêts, de l'amortissement et du coût de l'entretien, au lieu du prix d'achat.

Nous allons examiner comment ces frais annuels dépendent de la charge. Considérons la figure 1. Ni les frais de capital et d'entretien M_0, ni le coût des pertes dans le fer M_{Fe} ne varient avec la charge; leur somme est donc représentée par une droite

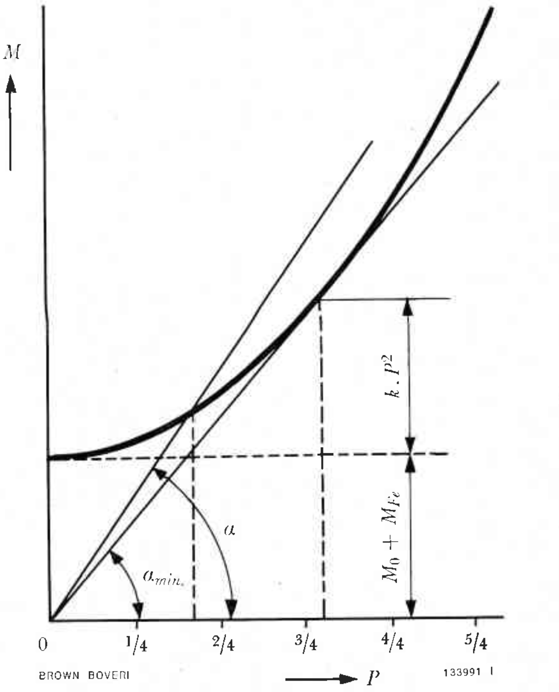


Fig. 1. – Frais annuels d'exploitation d'un transformateur en fonction de la charge moyenne

M = frais annuels
M_0 = frais de capital (intérêts et amortissements) et d'entretien
M_{Fe} = frais correspondant aux pertes dans le fer
$M_{Cu} = kP^2$ = frais correspondant aux pertes dans le cuivre
P = charge moyenne

horizontale. En revanche, le coût des pertes dans le cuivre M_{Cu}, qui sont nulles dans la marche à vide, varie avec le carré de la charge et est représenté par une parabole; on peut le désigner par kP^2, k étant une constante et P, la charge. Pour des conditions de service données, les frais annuels sont donc égaux à $M = M_0 + M_{Fe} + kP^2$. Si l'on désigne par α l'angle que forme l'axe des abscisses avec la droite passant par l'origine du système de coordonnées 0 et par un point de fonctionnement quelconque, on peut écrire

$$\tan \alpha = \frac{M_0 + M_{Fe} + kP^2}{P}$$

La valeur de $\tan \alpha$ est donc une mesure des frais annuels correspondant à l'unité de puissance; son minimum, qui est atteint lorsque la droite est tangente à la parabole, donne ainsi la valeur de la charge moyenne pour laquelle les frais annuels sont les plus faibles.

L'angle α_{min} peut aussi se déduire du calcul de la dérivée

$$\frac{dM}{dP} = 2\,kP$$

Or, la tangente à la courbe passant par l'origine satisfait à la condition

$$\tan \alpha_{min} = 2\,kP = \frac{M_0 + M_{Fe} + kP^2}{P}$$

On a donc $kP^2 = M_0 + M_{Fe} = M_{Cu}$

Il s'ensuit que pour obtenir la valeur minimale des frais annuels, la valeur des pertes dans le cuivre M_{Cu} doit être égale à la somme des frais de capital et d'entretien et de la valeur des pertes dans le fer.

La courbe de la figure 1 peut encore être utile pour la conduite de l'exploitation puisque chacun de ses points donne immédiatement la valeur des frais annuels correspondants.

Partant des caractéristiques d'un transformateur livré, nous avons calculé, pour une série de transformateurs de ce type dont les puissances s'échelonnent de 16 à 60 MVA, les frais annuels correspondant au cas où chacun de ces transformateurs fonctionne en permanence à sa charge nominale P_n et au cas où la charge moyenne est égale à 25 MVA, pour toutes les grandeurs. Les résultats de ce calcul sont consignés dans le tableau II.

TABLEAU II

Frais annuels d'exploitation d'une série de transformateurs de 16 à 60 MVA

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Puissance nominale	Pertes en kW		Frais annuels en francs					
			Capital et entretien		P_{Cu}		Total	
MVA	P_{Fe}	P_{Cu}		P_{Fe}	P_n	25 MVA	P_n	25 MVA
16	16,8	100	14 700	5 840	35 000	85 300	55 540	105 840
25	22,6	135	19 800	7 880	47 200	47 200	74 880	74 880
40	31,0	185	27 200	10 800	64 700	25 200	102 700	63 200
50	36,0	215	31 500	12 500	75 000	18 800	119 000	62 800
60	40,5	243	35 400	14 100	84 500	14 700	134 000	64 200

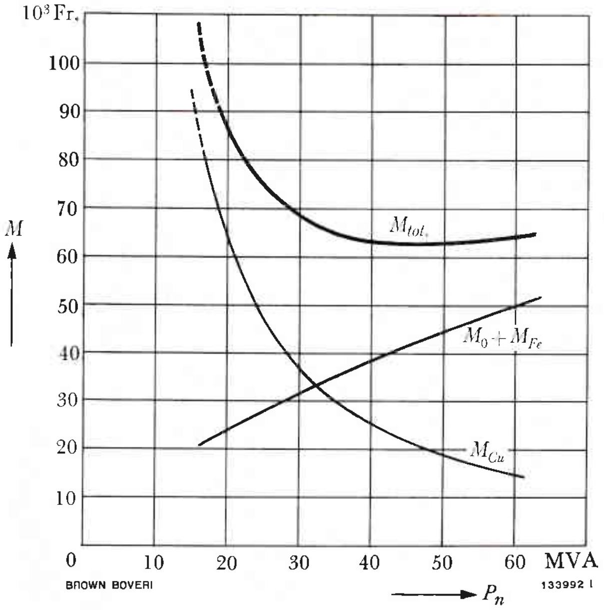


Fig. 2. – Frais annuels, en fonction de la puissance nominale, pour une charge moyenne de 25 MVA

M = frais annuels d'exploitation
P_n = puissance nominale
$M_0 + M_{Fe}$ = frais fixes
M_{Cu} = frais correspondant aux pertes dans le cuivre

Pour donner une image plus claire de ces calculs, nous avons représenté sur la figure 2 la courbe des frais annuels donnés dans la colonne 9 du tableau pour le cas de la charge moyenne de 25 MVA. L'ensemble des frais de capital, du coût de l'entretien et du coût des pertes dans le fer augmente naturellement avec la grandeur du transformateur, tandis que le coût annuel des pertes dans le cuivre diminue. On pouvait s'attendre que les frais annuels totaux M seraient très élevés pour les faibles puissances, spécialement lorsque les transformateurs sont surchargés, qu'ils diminueraient pour les puissances croissantes, puis augmenteraient à nouveau vers les puissances les plus grandes. Mais on est frappé de voir que la courbe est presque horizontale au voisinage du minimum. De 35 à 60 MVA, soit entre deux limites dont le rapport est égal à 1 : 1,7, les frais annuels sont pratiquement constants, l'écart maximal atteignant à peine 3 %. On peut en déduire que les transformateurs, et tout particulièrement ceux des postes de distribution, doivent être dimensionnés pour des puissances aussi élevées que possible. Il semble logique, dans le cas envisagé pour lequel la charge moyenne est de 25 MVA et les frais annuels correspondant aux transformateurs de 35 à 60 MVA

sont les mêmes, de porter son choix sur le type de 60 MVA. On sait que pour de nombreuses régions, selon une loi que l'on considère maintenant comme une loi naturelle, les besoins en énergie électrique doublent à peu près tous les dix ans. Lorsqu'elles ont de nouveaux postes de transformation à installer, les entreprises de distribution d'électricité devraient donc choisir des puissances assez grandes pour qu'il ne soit pas nécessaire de procéder à des remplacements ou agrandissements après quelques années déjà. Les constatations que permet de faire la figure 2 fournissent certainement un argument pour le choix d'un transformateur assez puissant. Bien que théoriquement un tel choix soit facile à justifier, il ne faut cependant pas perdre de vue qu'en pratique, il peut arriver que, dans certaines périodes, les demandes de crédit se heurtent à des difficultés qui empêchent la réalisation des projets élaborés. Un autre argument peut d'ailleurs être invoqué en faveur des suggestions faites ci-dessus, c'est la question des installations de réserve. Si un poste comprend plusieurs transformateurs largement dimensionnés et fonctionnant en parallèle, on dispose toujours, en cas de défaillance de l'un d'eux, d'une réserve de puissance suffisante pour que l'exploitation puisse se poursuivre sans restriction, et peut-être sans surcharge.

Dans le cadre des études entreprises dans de nombreux pays, y compris la Suisse, en vue de rationaliser la construction électrique, des commissions s'occupent de l'uniformisation de certains types de transformateurs. L'une des premières mesures envisagées consiste à fixer une série de puissances recommandées. La série proposée par le Groupe d'étude de l'Association suisse des électriciens pour la normalisation des transformateurs est donnée dans le tableau III ci-dessous.

TABLEAU III

Série des puissances recommandées en kVA

63	100	160	250	400
630	1000	1600	2500	4000
6300	10000	16000	25000	etc.

Il est clair que les intervalles entre les termes de cette suite de valeurs doivent être aussi grands que possible si cette normalisation doit réellement permettre une rationalisation de la fabrication. L'exposé qui précède montre qu'en ce qui concerne les frais d'exploitation, rien ne s'oppose à admettre un rapport aussi grand que 1,6 environ, tel qu'il ressort du tableau III, entre deux valeurs successives de la série des puissances prévues.

Dimensionnement

Pour le technicien chargé du calcul des transformateurs, la figure 2 montre également que l'on n'a pas avantage à surcharger les conducteurs en cuivre si les pertes sont correctement capitalisées. Ce n'est que dans les cas assez rares où les pertes dans le cuivre ne jouent pas un rôle important que l'on peut rechercher une construction peu coûteuse en admettant une densité de courant élevée.

Il existe une règle déjà ancienne que l'on trouve par exemple dans l'ouvrage classique de Milan Vidmar sur les transformateurs et qui dit que le prix de revient du circuit magnétique doit être égal à celui des enroulements. Si cette règle est restée valable pendant assez longtemps, elle ne l'est plus aujourd'hui en raison de l'évolution qui s'est produite dans la fabrication des tôles magnétiques et dans leur utilisation. En effet, depuis un certain temps, la valeur des pertes de ces tôles par unité de poids a constamment diminué et diminuera encore sans qu'il en résulte une augmentation très sensible de leur prix, tandis que les propriétés électriques du cuivre sont restées à peu près constantes, mais que son prix s'est fortement accru ces derniers temps. Si l'on voulait respecter la règle rappelée plus haut, on serait donc conduit à admettre que les pertes sont à peu près cinq fois plus grandes dans le cuivre que dans le fer et il ne serait presque plus possible de maintenir faible, par des mesures n'entraînant pas une dépense exagérée, le rapport $P_{Cu}:P_{Fe}$, parce que le circuit magnétique deviendrait alors beaucoup trop lourd et qu'il en résulterait un poids total trop élevé. Pour éviter cet inconvénient, on devrait pouvoir augmenter la valeur de l'induction. Malheureusement, cette dernière est limitée non seulement par la valeur des pertes, mais encore par d'autres facteurs tels que le courant magnétisant, les pointes du courant d'enclenchement et le bruit. Dans l'étude du projet d'un transformateur, la valeur de l'induction est donc une valeur fixe que l'on s'efforce de choisir aussi voisine que possible de sa limite supérieure. En outre, les espaces nécessaires pour l'isolation et le refroidissement sont aussi à peu près donnés par des valeurs minimales; il est vrai que l'on peut réduire un peu les sections des canaux de circulation de l'huile de refroidissement en introduisant une circulation forcée. En revanche, on jouit d'une liberté assez grande dans le choix des dimensions du circuit magnétique comme le diamètre des colonnes, leur longueur et leur écartement, de même que dans celui de la disposition des enroulements (concentrique simple ou double), de leur emplacement par rapport au noyau et, jusqu'à un certain point, de la densité de courant. Le problème revient

alors à choisir les nombreuses variables de telle manière que l'on obtienne les frais annuels d'exploitation les moins élevés, étant entendu, d'autre part, que le transformateur supporte toutes les sollicitations électriques, mécaniques et thermiques.

On retrouve périodiquement dans la littérature technique des articles d'auteurs proposant des méthodes analytiques pour résoudre ce problème. Malheureusement, la plupart du temps, ces méthodes ne peuvent s'appliquer à l'étude pratique d'un projet, car elles sont fondées sur des hypothèses qui ne sont justement pas valables pour le cas en question. La voie qui conduit au résultat le meilleur, dans un bureau d'étude, consiste encore à établir un premier projet en se laissant guider par son intuition, puis à en faire un examen critique en s'aidant de comparaisons avec des types déjà réalisés et enfin à calculer plusieurs variantes pour déterminer la plus économique. Pour les transformateurs de grande puissance, cette manière de faire se justifie certainement, bien qu'elle ne soit pas très rapide, parce qu'outre ceux qui ont été mentionnés, elle permet de prendre en considération d'autres facteurs tels que la question du transport et la capacité des moyens de production. Le dernier de ces facteurs est habituellement bien connu et concerne notamment la hauteur des ponts roulants, leur force portante, la grandeur des fours de séchage, la capacité des bancs à bobiner, etc.

On peut se demander s'il vaut la peine de consacrer autant de temps à l'étude des transformateurs de moyenne et de petite puissance, surtout dans les temps actuels où l'on manque de personnel. Les calculatrices numériques peuvent heureusement nous aider efficacement dans ce domaine, car, une fois le programme établi, on peut facilement et très rapidement déterminer la solution optimale.

(P. H.) W. HEINIGER

Une nouvelle construction pour les transformateurs monophasés: circuit magnétique en croix

621.314.21.025.1.042.1

L'introduction généralisée des tôles laminées à froid pour les circuits magnétiques des transformateurs a nécessité des adaptations de la construction de ces circuits ayant pour but d'utiliser au mieux les propriétés que présentent ces tôles. L'article décrit un nouveau modèle de circuit magnétique pour transformateurs monophasés du type cuirassé à un seul noyau, le circuit en croix, et montre les avantages de cette exécution sur celles avec noyau à tôles radiales et avec noyau à tôles parallèles et deux culasses, en ce qui concerne la réduction des pertes dans le fer et la diminution du bruit.

Pour les grandes puissances, on est souvent amené à utiliser trois transformateurs monophasés au lieu d'une unité triphasée qu'il serait difficile, sinon impossible, de transporter par route ou par chemin de fer. On adopte alors volontiers, pour autant qu'elle s'y prête, la solution du transformateur cuirassé à un seul noyau.

Au début de ce siècle déjà, on a construit de tels transformateurs avec noyau à peu près circulaire, formé de paquets de tôles parallèles de forme appropriée, et plusieurs culasses disposées en étoile. Cependant, comme on n'avait pas encore trouvé les moyens techniques permettant une exécution rationnelle, cette construction peu économique fut délaissée au profit de l'exécution avec un noyau et deux culasses. Ce n'est qu'après une quarantaine d'années que cette ancienne conception réapparut sous la forme perfectionnée des noyaux à tôles radiales[1], illustrée par la figure 1a. Mais on s'est rendu compte qu'elle ne permettait pas d'utiliser en plein les avantages des tôles à cristaux orientés, d'emploi usuel aujourd'hui, en raison de la direction transversale qu'elle impose au flux, au passage des tôles étroites des culasses aux tôles plus larges du noyau.

C'est ainsi qu'est né le besoin de trouver, sauf pour quelques applications spéciales, une autre construction éliminant cet inconvénient, mais conservant naturellement la structure générale favorable en ce qui concerne l'encadrement robuste des enroulements, la disposition des bornes, du commutateur de prises et des éléments réfrigérants de même que les conditions de transport.

[1] A. MEYERHANS: Transformateurs et bobines d'extinction à tôles radiales. *Rev. Brown Boveri*, t. 43 (1956), n° 6, p. 187 à 205.

Facteurs concernant la construction

Il y a un certain temps, notre Société de Mannheim a construit, pour des raisons particulières, des transformateurs monophasés du type cuirassé avec noyau unique et circuit magnétique en croix (fig. 1c) comprenant quatre culasses. Toutefois, en raison de la technique d'alors utilisant encore des boulons de serrage traversant les paquets de tôles, cette construction ne permettait pas de bénéficier entièrement des avantages de la qualité des tôles utilisées. C'est pourquoi l'on songea, selon une suggestion faite à Baden, à réduire à trois le nombre des culasses et des secteurs de noyau (fig. 1b). On obtenait ainsi une forme favorable du circuit magnétique en étoile, mais une étude plus approfondie montra que le montage des bornes à haute tension et du commutateur de prises était plus facile avec le circuit magnétique à quatre culasses (fig. 1c), surtout en considération des limites imposées par le transport.

Le circuit magnétique en croix se compose de quatre cadres à tôles parallèles avec joints enchevêtrés, dont la colonne appartenant au noyau a une forme voisine d'un quart de cercle. Une fois assemblés les quatre quarts de cercle forment un noyau à peu près cylindrique entouré par les enroulements. Les sections des culasses ont une forme telle que leur centre de gravité soit aussi près que possible des enroulements et qu'ainsi la longueur moyenne du circuit magnétique soit aussi faible que possible. Les quatre parties du noyau sont séparées par des canaux de circulation d'huile qui favorisent le refroidissement.

Les boulons de serrage des tôles, naguère usuels, ont été abandonnés. Après empilage, les paquets de tôles limités par deux tôles extrêmes plus épaisses

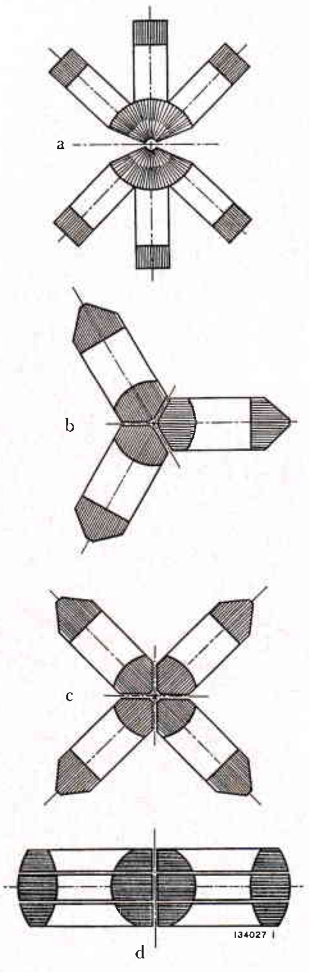


Fig. 1. – Sections de circuits magnétiques à un seul noyau

a: noyau à tôles radiales avec six culasses
b: circuit en étoile avec noyau en trois parties
c: circuit en croix avec noyau en quatre parties
d: noyau à tôles parallèles avec deux culasses

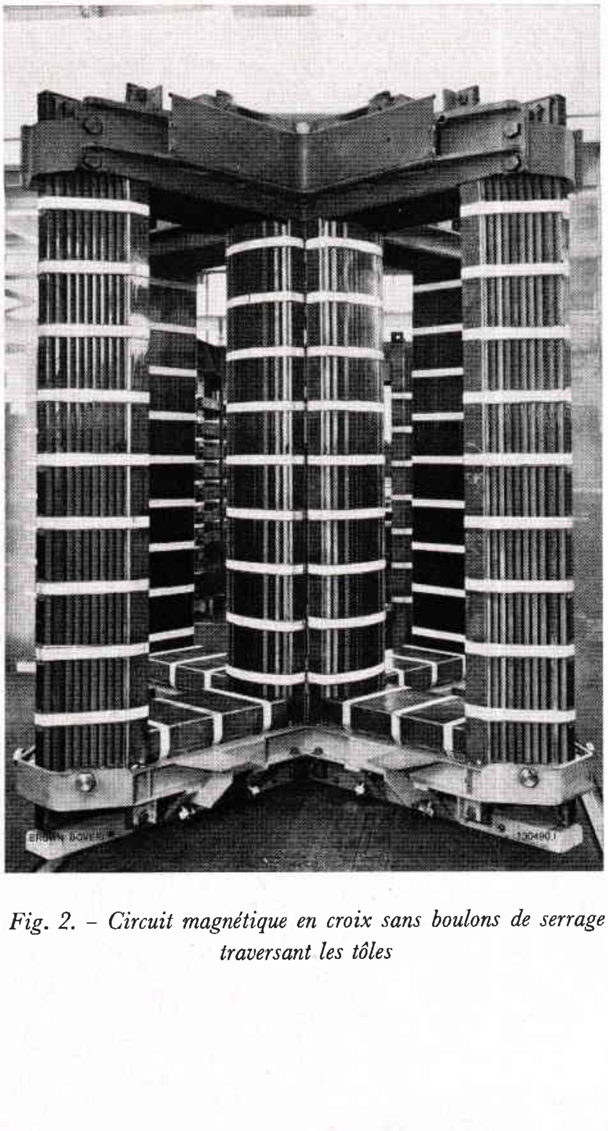


Fig. 2. – Circuit magnétique en croix sans boulons de serrage traversant les tôles

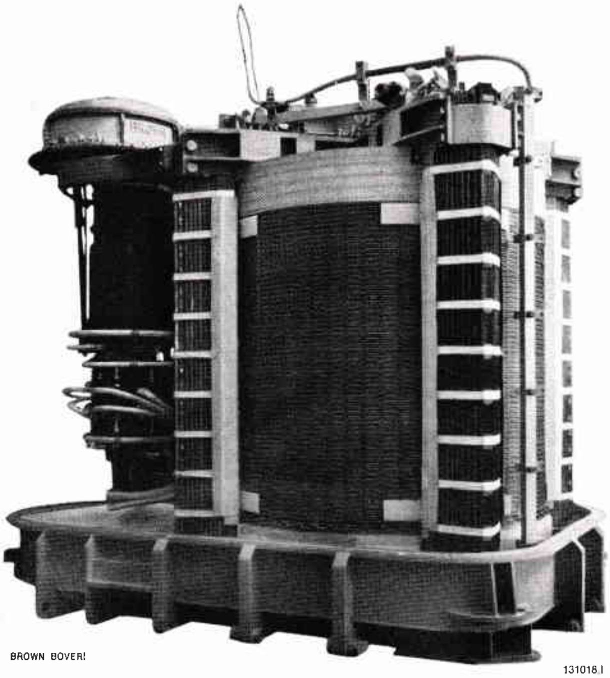


Fig. 3. – Partie active d'un transformateur monophasé réglable, à trois enroulements, avec circuit magnétique en croix, faisant partie d'un groupe triphasé de 100/100/36 MVA

Tensions: 240/70–30 × 0,85/16,6 ou 8,3 kV, 50 Hz.

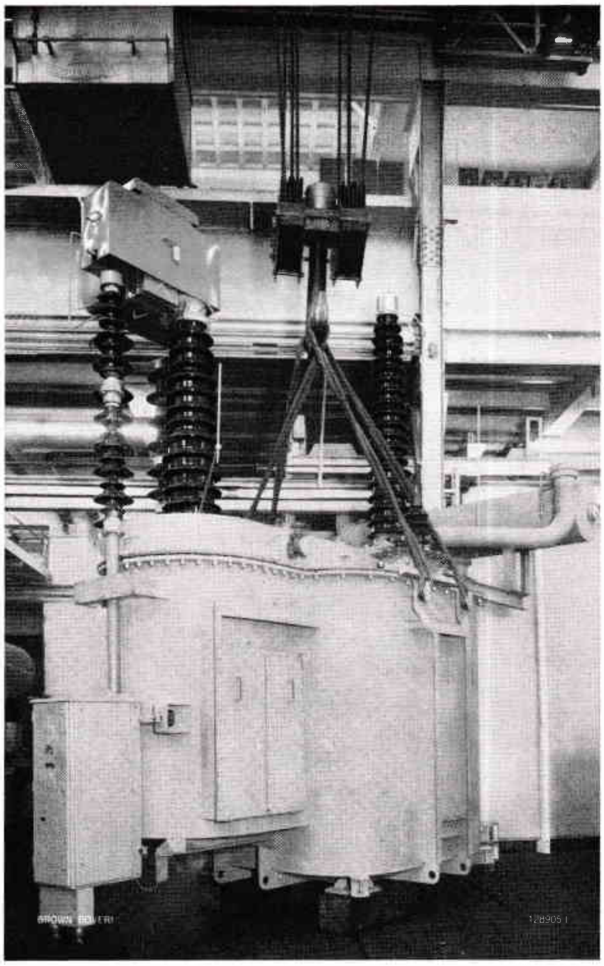
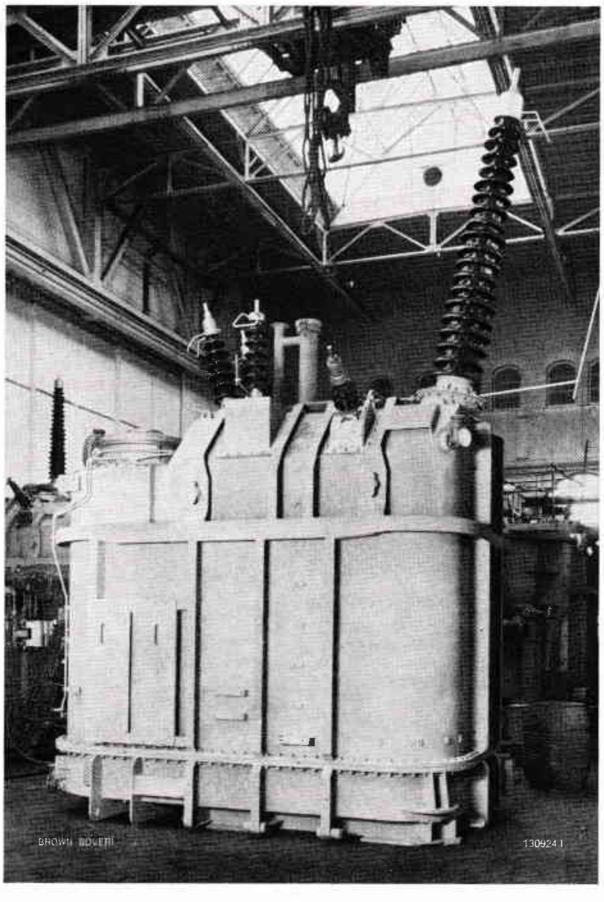


Fig. 5. – Autotransformateur monophasé réglable avec enroulement séparé à 11 kV et circuit magnétique en croix, faisant partie d'un groupe triphasé de 100/100/15 MVA

Tensions: 220/152–12 × 2/11 kV, 50 Hz.



sont soumis à l'action d'un dispositif de pressage, puis entourés de bandages à base de fibre de verre qui maintiennent la compacité nécessaire.

La partie active du transformateur (fig. 2) repose sur une construction soudée en forme de cuvette à quatre bras à laquelle elle est solidement fixée par des tiges filetées, avec interposition de pièces en contre-plaqué. Les tôles extrêmes des colonnes sont prolongées vers le bas et également fixées à cette cuvette qui sert en outre de point d'appui aux anneaux inférieurs de serrage des enroulements.

Fig. 4. – Transformateur de la figure 3 avec commutateur de prises dans la cuve du type cloche

Le haut du circuit magnétique est enserré par un ensemble de quatre pièces en forme d'équerres dont les extrémités sont réunies deux à deux par des étriers contournant les culasses verticales. Les paquets de tôles horizontaux sont ainsi maintenus pressés contre le centre et sont en même temps soumis à un serrage uniforme. Il n'est donc pas nécessaire de les entourer de bandages et le circuit magnétique ainsi constitué résiste parfaitement à toutes les sollicitations mécaniques, mêmes à celles, souvent assez brusques, pouvant survenir lors du transport.

Des pièces élastiques fixées par des vis à la partie inférieure des équerres exercent une pression constante et uniformément répartie sur chacun des enroulements. Les tôles extrêmes des colonnes dépassent également vers le haut et jouent le rôle de tirants assurant la liaison des deux ensembles entre lesquels la partie active est maintenue. Les efforts électrodynamiques parallèles à l'axe dus aux courants de court-circuit sont ainsi absorbés par les 16 tôles extrêmes et n'agissent donc pas sur le circuit magnétique.

Pour pouvoir apprécier mieux l'avantage de la construction décrite, nous avons effectué par le calcul une comparaison entre un transformateur réalisé avec circuit magnétique en croix (fig. 3 et 4) et le transformateur qui aurait les mêmes caractéristiques électriques, mais serait du type cuirassé classique avec deux culasses (fig. 1d). Comme le facteur de remplissage des colonnes est un peu plus grand dans la seconde solution, si l'échelonnement des largeurs des tôles est assez fin, le diamètre extérieur des enroulements, pour une même surface de fer, est un peu plus petit. Malgré cela, le poids du circuit magnétique complet dépasse de 6,3 % celui du circuit en croix et ce surplus n'est pas compensé par le léger gain que l'on fait sur le cuivre et l'isolation. En outre, la longueur de la cuve est plus grande de sorte que le poids du transformateur complet, mais sans l'appareillage auxiliaire, dépasse de 5,5 % celui de l'exécution avec circuit magnétique en croix.

Cette dernière exécution s'est révélée particulièrement avantageuse dans le cas de l'autotransformateur de la figure 5. Elle a permis d'exécuter très simplement les connexions entre les prises de l'enroulement à 150 kV et le commutateur de réglage, de même que la liaison de la borne de sortie avec l'enroulement à 220 kV, sans que l'on soit gêné par les culasses comme cela serait le cas avec le type cuirassé classique. D'autre part, il a été facile de trouver une forme de cuve et une disposition du commutateur de prises et des bornes qui rendaient possible le transport par chemin de fer. Cette solution permet de renoncer à l'adjonction, nécessaire avec le type cuirassé classique, d'une cuve séparée, portant la borne à haute tension, qui serait fixée sur le côté du transformateur et démontée pour le transport. Nous construisons actuellement plusieurs groupes de transformateurs monophasés et avons ainsi pu voir confirmés les précieux avantages mentionnés.

Les pertes dans le fer

Comme nous l'avons déjà dit, nous avons pu constater, lors de l'introduction des tôles laminées à froid, qu'il n'était pas possible d'obtenir, pour les pertes dans le fer de nos transformateurs monophasés avec noyau à tôles radiales, la réduction que laissaient prévoir les valeurs mesurées à l'aide de l'appareil Epstein et qui était atteinte sans difficulté dans les transformateurs avec circuit magnétique à deux

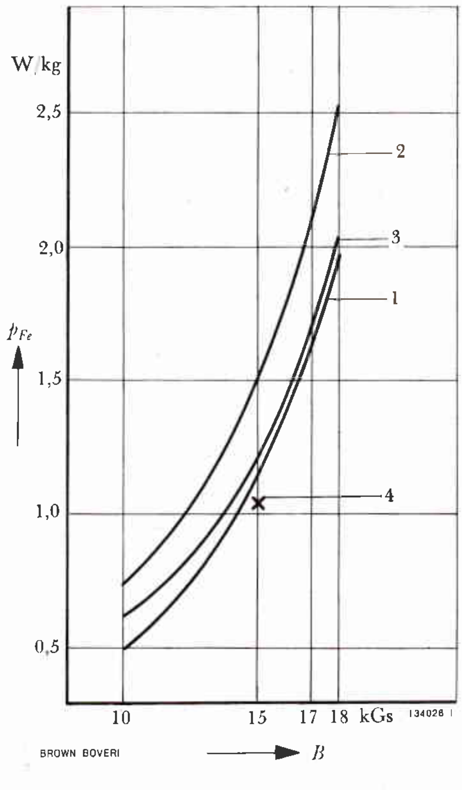


Fig. 6. – Courbes des pertes dans le fer p_{Fe}, en W/kg, en fonction de l'induction B

1: pour un circuit magnétique en croix
2: pour un circuit magnétique avec noyau à tôles radiales
3: pour un circuit magnétique avec deux culasses
4: valeur mesurée à l'aide de l'appareil d'Epstein

culasses et à joints enchevêtrés. La figure 6 indique les pertes dans le fer, par unité de poids, des trois constructions comparées et correspondant aux exécutions c, a et d de la figure 1, pour les valeurs de l'induction comprises entre 10000 et 18000 gauss. Comme point de référence, nous avons aussi marqué la valeur de mesure Epstein $V_{15} = 1{,}05$ W/kg pour 15000 gauss. Le gain d'environ 30 % représenté par l'écart entre les courbes 2 et 1 est dû, pour la plus grande part, au fait que le passage du flux du noyau aux culasses se fait dans de bien meilleures conditions. Il est également intéressant de relever la différence d'environ 5 % révélée par les courbes 3 et 1, pour une même surface effective de fer et le même genre de joints enchevêtrés. En réalité, le gain réalisé sur les pertes dans le fer est encore plus grand si l'on tient compte de la diminution du poids total du fer que permet d'obtenir l'exécution avec circuit magnétique en croix.

La question du bruit

S'il a fallu, avec l'exécution à un noyau à tôles radiales, prendre souvent des mesures particulières pour maintenir le niveau de bruit dans les limites fixées par les prescriptions de la NEMA[2], l'exécution avec circuit magnétique en croix s'est révélée extrêmement favorable à ce sujet puisque, sans qu'il ait été nécessaire de prendre des précautions spéciales, elle satisfait aux exigences de ces prescriptions et même à des exigences encore plus sévères. Le tableau qui suit donne les résultats de mesures du bruit produit par les circuits magnétiques en croix de trois transformateurs (mesures effectuées dans l'air, sans la cuve) et par ces mêmes transformateurs complets, les cuves étant remplies d'huile.

[2] National Electric Manufacturers' Association (USA).

Puissance de type MVA	Val. prescrites par NEMA dbA	Mesure dans l'air sans cuve dbA	Transform. complet dans sa cuve dbA
35,8	78	71	70
28,3	77	78,5	73
39,3	79	79	75

Cette propriété des transformateurs avec circuit magnétique en croix est tout particulièrement prisée à l'heure actuelle où l'on cherche par tous les moyens à lutter contre le bruit.

Conclusions

L'exposé qui précède donne un bref aperçu de la nouvelle voie ouverte à la construction des transformateurs monophasés par l'exécution avec circuit magnétique en croix, solution qui utilise les possibilités offertes, dans le domaine des propriétés des matériaux, par l'emploi des tôles à cristaux orientés et, dans le domaine de la construction elle-même, par celui de quatre culasses avec joints enchevêtrés.

Il a été ainsi possible de réunir les avantages de la structure des circuits magnétiques avec noyau à tôles radiales utilisée jusqu'ici et ceux de la construction avec joints enchevêtrés. D'ailleurs le transformateur avec circuit magnétique en croix est également préférable au transformateur monophasé classique, du type cuirassé avec deux culasses, parce qu'il permet de disposer plus facilement les bornes et le commutateur de prises à l'intérieur des limites du gabarit de chargement des chemins de fer et que le poids du fer ainsi que les pertes dans le fer y sont plus faibles.

(P.H.) W. GERMANN et E. WAGENBICHLER

Détermination du champ électromagnétique dans les transformateurs au moyen de calculatrices numériques

621.314.21.013.2:681.32

Dans l'article qui suit, E. PIRKTL donne des renseignements sur les progrès réalisés dans le domaine de la détermination, à l'aide de calculatrices numériques, des champs électriques et magnétiques. Cette détermination procure une documentation utile pour le dimensionnement des transformateurs. Les machines utilisées sont une calculatrice Siemens 2002 et une installation de traitement des données IBM 7070.

Dans le domaine de la construction des transformateurs, les calculatrices numériques peuvent apporter une aide extrêmement précieuse pour l'obtention automatique de bases nécessaires à l'établissement d'offres et à la fabrication ou pour la résolution de problèmes techniques et scientifiques de calcul ou de perfectionnement. Le présent article se borne à exposer les progrès réalisés dans l'emploi des méthodes numériques pour la résolution de certains problèmes techniques et scientifiques.

Les programmes relatifs à des problèmes fondamentaux de physique liés à l'étude de perfectionnements fournissent des résultats quantitatifs constituant la solution de problèmes idéalisés dont les données s'écartent, inévitablement, plus ou moins des conditions réelles. L'insertion correcte de ces résultats théoriques dans la réalité des faits exige souvent un esprit de synthèse et une certaine expérience de la technique. Ce dernier acte, qui est aussi le plus important, de l'utilisation d'un résultat théorique, n'est pas toujours compris dans le programme de la machine. Une automatisation poussée trop loin risque d'entraver le déroulement des opérations réfléchies constituant une étude de perfectionnement. Il est clair que l'ingénieur expérimenté gardera tout son sens critique lorsqu'il appliquera un programme de calcul. Mais le jeune ingénieur ne doit pas se permettre de choisir la voie facile consistant à utiliser simplement la machine à calculer sans se soucier de la relation existant entre le modèle théorique et la réalité. C'est ce souci de la réalité qui donne les impulsions nécessaires pour le succès des recherches entreprises.

Ces considérations nous ont incités à accorder une attention toute particulière à la partie purement scientifique des programmes de calcul et à renoncer aux simplifications que l'on pouvait éviter. La suite du traitement des résultats théoriques ne peut être automatisée que dans une faible mesure ou même pas du tout. La partie scientifique n'est pas liée directement à la réalisation d'un progrès technique. Si un programme vient vérifier l'exactitude d'une hypothèse déterminée, il pourra encore fonctionner correctement plus tard, tant il est vrai que les lois régissant les champs électriques et magnétiques ne changent pas.

Lors de la préparation de la partie scientifique d'un programme, il ne faut pas oublier que les formules classiques de la technique des courants forts sont le résultat d'études qui ont duré des dizaines d'années et datent d'une époque où l'on ne disposait pas encore de calculatrices électroniques. On était donc obligé de recourir à des méthodes approximatives dont il n'était guère possible de déterminer le domaine de validité en raison des très longs calculs que cela aurait demandés. On trouve de plus en plus souvent, dans la littérature technique récente, des propositions de méthodes de calcul permettant de résoudre différents problèmes et ne pouvant être mises en œuvre qu'à l'aide de calculatrices numériques. D'ailleurs, l'évolution tendant à abandonner le calcul manuel pour le remplacer progressivement par l'emploi des machines est en cours et ne fera que s'accentuer.

Il s'ensuit qu'un nouvel examen de toutes les méthodes approximatives classiques est devenu absolument nécessaire. Comme nous allons le montrer par un exemple, l'emploi des formules approximatives figurant dans les traités et manuels a conduit, des années durant, à une surestimation de leur validité.

Nous avons représenté, sur la figure 1, à gauche, deux spires de diamètres différents entourant un noyau de très grande longueur et parcourues par des courants égaux, mais de sens opposés. Il était d'usage, jusqu'ici, de remplacer, pour le calcul, les deux spires par deux conducteurs rectilignes de grande longueur placés au-dessus d'un corps ferromagnétique limité par un plan, comme le montre le

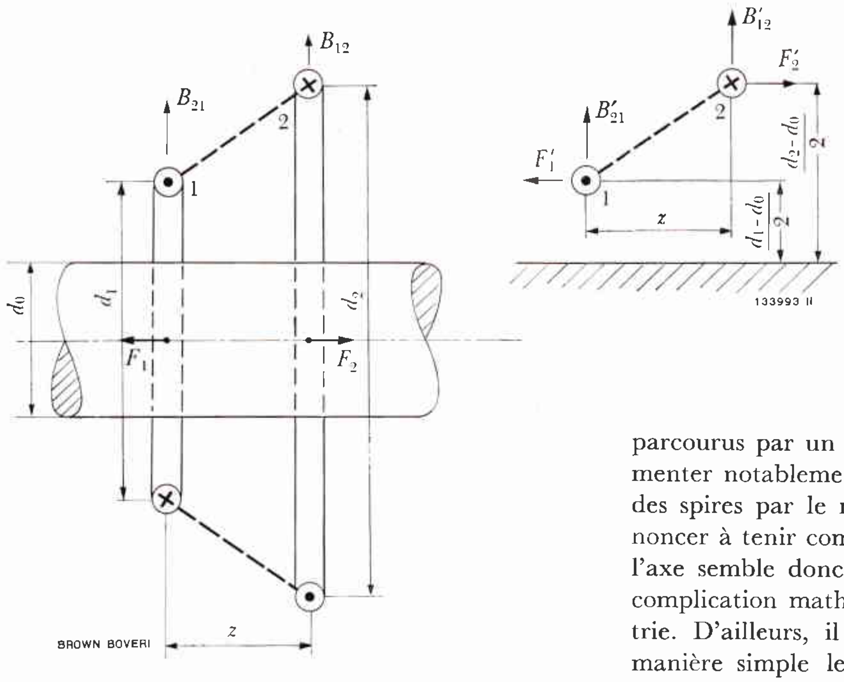


Fig. 1. – Comparaison des forces agissant sur deux spires et sur deux conducteurs rectilignes

dessin de droite. Désignons par B_{12} (ou B_{21}) la composante radiale de l'induction magnétique créée par le courant du conducteur 1 (ou 2) à l'emplacement du conducteur 2 (ou 1). Désignons en outre par B'_{12} (ou B'_{21}) la grandeur correspondante dans le modèle équivalent. La force F_a agissant parallèlement à l'axe du noyau sur l'unité de longueur de chaque conducteur est égale à IB. Rappelons que les composantes axiales de ces forces n'agissent que sur les matières situées entre les deux conducteurs et représentées par un trait interrompu, mais qu'elles se font équilibre et qu'il n'en résulte aucun déplacement axial de l'ensemble des deux conducteurs liés rigidement. On peut donc écrire

$$F_1 d_1 = F_2 d_2 \qquad F_1' = F_2'$$

et par conséquent

$$\frac{B_1}{B_2} = \frac{d_2}{d_1} \quad \text{pour les spires} \qquad (1a)$$

$$\frac{B_1'}{B_2'} = 1 \quad \text{pour les conducteurs rectilignes} \qquad (1b)$$

Dans les transformateurs, le rapport des diamètres de deux spires parcourues par des courants peut varier entre de larges limites, allant de 1 à 2:1 et même davantage. C'est pourquoi on ne peut négliger la différence entre (1a) et (1b). L'induction produite en un point déterminé, situé en dehors de l'espace compris entre les deux enroulements, est généralement beaucoup plus faible que ses composantes partielles, calculées à partir de chacun des enroulements parcourus par un courant. La différence peut augmenter notablement l'erreur due au remplacement des spires par le modèle équivalent. L'idée de renoncer à tenir compte de la symétrie par rapport à l'axe semble donc ne pas être motivée, malgré la complication mathématique attachée à cette symétrie. D'ailleurs, il est possible de traiter aussi de manière simple le problème du champ créé par courant circulant dans un conducteur rectiligne de grande longueur, à l'aide d'un programme pour champs symétriques par rapport à l'axe. Il suffit d'ajouter une constante suffisamment grande à toutes les valeurs de diamètres à considérer.

De même, dans la plupart des articles récents de revues, le champ est considéré comme résultant d'un courant circulant dans un conducteur rectiligne de grande longueur. Dans les cas où l'étude est correctement menée, l'admissibilité de cette approximation peut être vérifiée par une comparaison des grandeurs calculées et mesurées. Mais cela ne prouve pas que l'on obtiendra la même exactitude dans d'autres cas. Nous avons effectué un premier calcul des pertes dans la cuve en admettant l'hypothèse simplifiée, énoncée ci-dessus et nous avons pu constater des différences assez grandes avec les valeurs mesurées. Après quelques modifications apportées au programme pour tenir compte de la symétrie par rapport à l'axe, ces différences ont disparu.

L'exemple simple que nous venons d'examiner et qui est représentatif de toute une série de problèmes élémentaires de calcul du même genre, montre la prudence dont il faut s'entourer lorsqu'on veut généraliser l'application de méthodes approximatives classiques. Cette prudence ralentit évidemment l'établissement de la partie scientifique d'un programme; elle entraîne certes une dépense de travail intellectuel, mais qui ne se fait qu'une fois. La valeur généralisée et permanente qu'acquiert ainsi le programme dispense les utilisateurs de la calculatrice numérique pour les applications futures de la nécessité de s'arrêter à des problèmes subtils de mathématiques.

A côté de la règle prescrivant d'incorporer également certaines opérations mathématiques compliquées dans la partie scientifique des programmes, si l'on a pour cela des raisons suffisantes, il est nécessaire de prévoir un certain contrôle de l'utilisation de tels programmes. Cette utilisation ne doit pas se limiter au traitement de certains cas concrets pour lesquels les résultats obtenus satisfont bien à un besoin momentané, mais ne fournissent pas, tels quels, des indications sur des améliorations possibles de certains genres de construction. Nous avons précédemment fait quelques remarques restrictives au sujet de l'introduction, faite avec trop peu de soin, de formules classiques dans les programmes de calcul. On ne peut éviter une certaine diminution du pouvoir de représentation que présentent les formules approximatives simples qui facilitent une vision claire des réalités techniques. Mais ce pouvoir de suggérer d'une formule simple se perd aussi si cette dernière est insérée dans un programme et ne reste donc plus en contact direct avec celui qui applique le programme. Nous en venons ainsi à une seconde directive importante concernant l'emploi d'un programme relatif à un problème technique et scientifique se présentant dans une étude de perfectionnement: ce programme doit permettre, outre le traitement de cas individuels simples, l'exécution de séries de calculs. Les résultats sont alors présentés sous forme de courbes, par exemple, de manière que, malgré la complexité de la technique du calcul numérique, l'ingénieur conserve une vision claire des bases du calcul et que, d'autre part, ces résultats fassent apparaître l'essentiel.

Induction, forces axiales et radiales dues aux courants

Il y a déjà plusieurs années que nous avons publié nos premiers articles [1, 2][1] sur l'emploi des calculatrices numériques pour l'étude des champs électromagnétiques. Ces machines ont permis de réaliser un progrès très important. En effet ce n'est que grâce à elles qu'il est devenu possible de déterminer de manière sûre, mais sans tenir compte encore de l'influence de l'élasticité des bobinages, les forces axiales agissant sur les conducteurs lors de courts-circuits. Les calculatrices permettaient en outre de tenir compte de l'influence considérable que peuvent avoir des différences, même très petites, dans la répartition axiale de la densité des ampères-tours dans les divers enroulements. Lorsqu'on était amené à construire des enroulements de longueurs différentes ou présentant des dissymétries, en raison par exemple de la présence de prises au point neutre ou de renforcements nécessaires de l'isolation au voisinage des bornes d'entrée, on ne le faisait qu'après avoir déterminé les forces axiales à l'aide de la calculatrice numérique.

C'est dans la partie médiane des enroulements que les forces radiales sont les plus grandes. Elles dépendent de la composante axiale de l'induction dans cette région. On peut les calculer avec une exactitude suffisante à l'aide de formules simples, de sorte qu'une étude plus rigoureuse de ces forces n'est pas nécessaire.

Pour ces calculs, il fallait que fût connue la répartition des courants dans le système des enroulements. Or cela n'est pas toujours le cas lorsque des parties d'enroulements sont couplées en parallèle. Il n'était donc pas possible, à l'époque, de prendre en considération la réduction que subissent les forces axiales par suite de la division d'enroulements en groupes branchés en parallèle. Cette réduction est dictée par l'adaptation, partiellement forcée, du partage du courant dans les groupes en parallèle à la répartition des ampères-tours dans les enroulements voisins. Un problème du même genre est posé par le calcul du champ apparaissant lors de courts-circuits dans les transformateurs comprenant plusieurs enroulements superposés dans le sens de l'axe, comme ceux qui alimentent des redresseurs. Aussi le stade suivant, dans l'emploi de la calculatrice numérique, consistait dans la détermination de la répartition des courants pour des dispositions quelconques des enroulements. Cela nécessitait naturellement l'établissement de nouvelles bases de calcul pour la détermination des inductances de ces enroulements.

Inductances des enroulements

Nous appuyant sur une publication antérieure [3], nous allons recourir à un artifice qui nous a conduits à adopter pour les coefficients d'induction propre et d'induction mutuelle des définitions un peu différentes de celles qui sont usuelles. En effet, dans les transformateurs avec circuit magnétique fermé, on ne peut utiliser la notion classique de l'inductance, car le calcul devrait se faire en passant par les inductances à vide. Le calcul de différences de grandeurs à peu près égales serait entaché d'erreurs notables et inévitables.

Dans l'étude à laquelle nous venons de faire allusion, tous les coefficients d'induction sont rapportés à un état hypothétique qui serait obtenu si le noyau était entouré sur toute sa longueur par un bobinage fictif et de résistance nulle, fermé en court-circuit.

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 820.

On calcule alors la tension U induite dans un enroulement n par une variation de 1 A/s du courant circulant dans un enroulement m. La grandeur de cette tension peut être identifiée avec l'inductance mutuelle L_{mn}, ou, si $m = n$, avec l'inductance propre L_{mm}. On a d'ailleurs $L_{mn} = L_{nm}$ et il n'est pas nécessaire de ramener les grandeurs à un nombre de spires commun. En raison de la présence de l'enroulement fictif pris en considération dans le calcul, la valeur de L_{mn} est de l'ordre de grandeur d'une inductance de fuites, mais ne doit cependant pas être traitée comme telle. Aux ampères-tours de chacun des enroulements existants correspondent des ampères-tours opposés dans l'enroulement fictif. Comme la réluctance du circuit magnétique peut être négligée, on doit avoir $\Sigma IN = 0$. Il s'ensuit que le courant dans l'enroulement fictif doit automatiquement être nul si l'on tient compte du système complet des enroulements. En revanche, l'enroulement fictif influence le flux principal dans le noyau. Mais comme il n'existe pas, dans la réalité, il apparaît dans le noyau une composante supplémentaire et constante de flux Φ_0 parallèle à l'axe. Cette composante constitue une inconnue supplémentaire dans le système des équations et induit dans chaque partie d'enroulement n une tension supplémentaire $\omega \Phi_0 N_n$, où N_n désigne le nombre de spires.

Considérons maintenant quatre bobines sans fer 1 à 4 entre lesquelles il existe un couplage magnétique et essayons de résoudre un problème simple, à titre d'exemple. Soit à calculer la tension U_4 induite dans la bobine 4 lorsqu'on applique une tension alternative U_2 aux bornes de la bobine 2 et que les bobines 1 et 3 sont en court-circuit. La résolution de ce problème n'exige aucun pouvoir particulier de représentation des phénomènes physiques liant ces bobines et peut se faire de la manière suivante.

Les équations

$$\begin{aligned} I_1 L_{11} + I_2 L_{12} + I_3 L_{13} &= 0 \\ I_1 L_{21} + I_2 L_{22} + I_3 L_{23} &= U_2/\omega \\ I_1 L_{31} + I_2 L_{32} + I_3 L_{33} &= 0 \end{aligned} \tag{2}$$

permettent de déterminer les trois courants inconnus I_1, I_2 et I_3 et l'on peut ensuite calculer

$$U_4 = (I_1 L_{14} + I_2 L_{24} + I_3 L_{34})\,\omega \tag{3}$$

Reprenons maintenant les quatre mêmes bobines et admettons qu'elles sont disposées autour d'un noyau faisant partie d'un circuit magnétique fermé. Le même problème constitue alors un cas de calcul qui se présente couramment lorsqu'on doit déterminer par exemple la tension induite dans un enroulement de transformateur par une tension de choc appliquée à un autre enroulement. Admettons que les bobines 1 à 3 sont respectivement les enroulements à basse, à moyenne et à haute tension et que la bobine 4 est l'enroulement de réglage ouvert. Admettons en outre que les enroulements 1 et 3 sont en court-circuit et calculons la tension induite dans l'enroulement 4 lorsqu'on applique une tension à l'enroulement 2.

Il semble que l'introduction d'un circuit magnétique dans le système des quatre bobines sans fer modifie complètement les phénomènes physiques en jeu. Nous croyons savoir que la majorité des auteurs d'articles ayant traité de tels sujets sont d'avis que la meilleure façon de procéder consiste à utiliser les inductances de fuites. Mais aussi familières que puissent être ces inductances à l'ingénieur calculateur, leur utilisation pour l'établissement de schémas équivalents d'un système de quatre enroulements est compliquée. De plus, il est nécessaire, pour comprendre vraiment cette méthode, de savoir manier facilement les matrices [4]; or cela n'est pas donné à chacun.

Si l'on recourt aux notions de coefficients d'induction définis plus haut, on peut en tirer une méthode de calcul beaucoup plus simple et limpide.

On dispose des quatre équations

$$\begin{aligned} I_1 L_{11} + I_2 L_{12} + I_3 L_{13} + N_1 \Phi_0 &= 0 \\ I_1 L_{21} + I_2 L_{22} + I_3 L_{23} + N_2 \Phi_0 &= U_2/\omega \\ I_1 L_{31} + I_2 L_{32} + I_3 L_{33} + N_3 \Phi_0 &= 0 \\ N_1 I_1 + N_2 I_2 + N_3 I_3 + 0 \quad &= 0 \end{aligned} \tag{2a}$$

dont on tire les quatre inconnues I_1, I_2, I_3 et Φ_0 et l'on calcule

$$U_4 = (I_1 L_{14} + I_2 L_{24} + I_3 L_{34} + N_4 \Phi_0)\,\omega \tag{3a}$$

L'analogie avec les relations (2) et (3) montre comment, par une modification simple de la notion de coefficient d'induction, il est possible de traiter le problème d'un système de quatre enroulements de la même manière que celui d'un ensemble de bobines sans fer, sans devoir ramener les courants, tensions et nombres de spires à un nombre de spires commun. Il suffit d'introduire un flux supplémentaire Φ_0 commun à tous les enroulements. Même s'il existe des couplages compliqués en parallèle et en série, il n'est pas nécessaire de recourir à un schéma équivalent. L'établissement du système d'équations découle de l'application normale des lois de Kirchhoff.

Le fait que la structure mathématique des formules de calcul des coefficients d'induction L_{mn}, qui tiennent compte de la symétrie des enroulements par rapport à l'axe, paraisse assez rébarbative [3], ne doit pas troubler l'utilisation d'un programme de calcul. Il est du reste particulièrement facile d'automatiser la transmission des instructions données à la

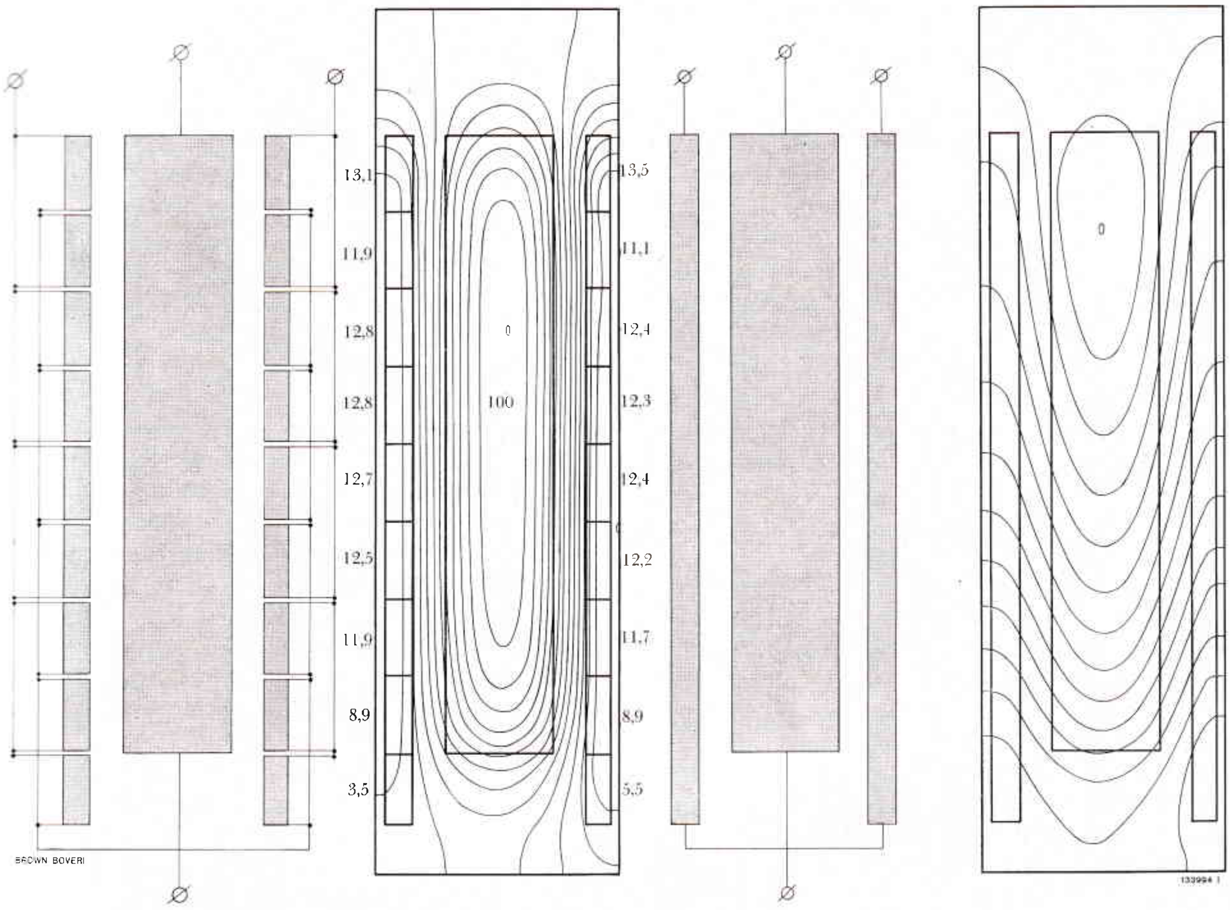


Fig. 2. - Schéma des connexions des enroulements d'un transformateur avec disposition concentrique double et prises de réglage au point neutre de l'enroulement à haute tension. Tracé des lignes de champ lors d'un court-circuit, le nombre de spires de l'enroulement réglable étant minimal

A gauche: les deux parties de l'enroulement à basse tension comprennent chacune 9 bobines branchées en parallèle. Les nombres indiquent, en centièmes du total, les ampères-tours correspondant à chaque bobine et à l'enroulement à haute tension.

A droite: les deux parties de l'enroulement à basse tension ne sont pas divisées en bobines branchées en parallèle.

machine en vue du calcul de ces coefficients et de la résolution du système d'équations. Nous disposons ainsi d'une méthode peu compliquée et s'adaptant aisément aux problèmes se présentant dans la pratique.

Prenons comme exemple d'application un transformateur à deux enroulements avec prises de réglage au point neutre (extrémité inférieure) de l'enroulement à haute tension et avec disposition concentrique double des enroulements (fig. 2). Pour simplifier, nous admettrons que les hauteurs de l'enroulement à haute tension et des deux parties de l'enroulement à basse tension placées de part et d'autre sont égales (la partie de l'enroulement portant des prises de réglage n'est pas représentée). Lorsque le nombre de spires de l'enroulement réglable est maximal, l'ensemble des enroulements est symétrique et il n'apparaît pas, lors d'un court-circuit, de forces axiales notables agissant sur les dispositifs de calage.

Lorsque le nombre de spires de l'enroulement réglable est minimal, l'extrémité inférieure de cet enroulement, correspondant à 10 % de la longueur totale, est mise hors circuit. Comme les deux moitiés de l'enroulement basse tension sont divisées chacune en neuf bobines branchées en parallèle, la répartition des courants dans ces bobines est modifiée par le raccourcissement de la partie de l'enroulement réglable parcourue par le courant. Mais cette modification n'est pas nette au point qu'on puisse se passer d'un contrôle par la calculatrice numérique. Après résolution d'un système d'équations à 20 inconnues, on connaît tous les courants et l'on peut alors déterminer les forces axiales.

Si les enroulements basse tension n'étaient pas formés de bobines en parallèle, les efforts de poussée qui apparaîtraient lors de courts-circuits atteindraient, dans les grands transformateurs, des valeurs telles qu'avec la disposition géométrique des enroulements admise, il serait difficile de choisir des dispositifs de calage capables d'y résister. Les deux parties de la figure 2 montrent clairement la cause de la grande différence existant entre les deux régimes de fonctionnement. Les tracés des lignes de force des deux champs ont été déterminés à l'aide de la calculatrice numérique qui imprime directement un grand nombre de points de chaque ligne après avoir calculé leurs coordonnées. D'ailleurs, le problème de ces forces axiales est encore discuté dans l'article [5] (voir fig. 1, page 822).

Si le nombre des bobines en parallèle est plus grand, le calcul de la répartition des courants montre habituellement, dans le cas où les hauteurs totales des trois enroulements sont exactement les mêmes, qu'aux deux extrémités, la bobine extrême est parcourue par le courant le plus intense et celle qui suit, par le courant le plus faible. Les intensités de courant indiquées dans la figure 2 pour chaque bobine en centièmes du courant total, montrent que cette répartition ne se produit pas dans ce cas, en raison de la dissymétrie de la disposition. Mais une différence du même genre peut être observée à l'extrémité supérieure. Ce phénomène paraît être en désaccord avec ce que l'on pourrait déduire d'un raisonnement simplifié et pourrait donc faire douter de l'exactitude des résultats donnés par la méthode de calcul choisie. Mais des mesures ont cependant permis de vérifier la réalité du phénomène.

Exemples de séries de calculs

Un autre article du présent numéro [5] donne des renseignements sur une étude approfondie, qui avait pour but de fournir de nouvelles bases de calcul pour la détermination des forces axiales agissant sur les enroulements lors de courts-circuits. Actuellement, une autre étude est en cours en vue d'élargir et de généraliser les bases de calcul des pertes supplémentaires dans les enroulements. De telles bases de calcul indiquant comment varient, d'une manière générale, les composantes axiale et radiale de l'induction à l'intérieur des enroulements lorsque les paramètres définissant ces enroulements changent, sont en effet nécessaires pour pouvoir juger de l'opportunité de certaines mesures envisagées comme l'emploi de conducteurs divisés analogues aux barres Rœbel utilisées dans les alternateurs ou de conducteurs de différents profils dans un même enroulement. Les bases en question doivent donner des indications aussi complètes que possible sous une forme claire pouvant être consultée rapidement.

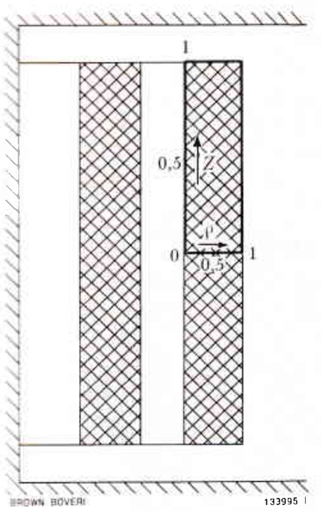
Nous avons, pour débuter, pris le cas d'un transformateur à deux enroulements dans lequel la distribution des ampères-tours est parfaitement symétrique et nous avons calculé les variations des composantes axiale et radiale de l'induction pour un certain nombre de configurations des enroulements à paramètres variables. Ces calculs ont été effectués pour des points choisis à l'intérieur d'un demi-enroulement tel que celui qui est entouré d'un trait fort sur la figure 3a.

Les diagrammes donnant les résultats des calculs ont été tracés en adoptant comme unités respectives l'épaisseur de l'enroulement considéré, sa hauteur parallèle à l'axe, et la valeur de la composante axiale de l'induction au milieu de l'espace situé entre les deux enroulements, calculée en tenant compte du facteur de Rogowski. Le fait de donner dans les quatre diagrammes des grandeurs sans dimensions facilite les comparaisons des champs correspondant à diverses valeurs des paramètres des enroulements. L'exemple choisi ici se rapporte à un cas où le rapport de la hauteur à l'épaisseur de l'enroulement a une valeur très faible. On a avantage à entreprendre de telles études en commençant par des cas extrêmes. En effet, on obtient ainsi dès l'abord des indications sur l'étendue des domaines de variation des grandeurs calculées et l'on établit le programme pour la suite de l'étude en conséquence. On se rend compte que des études de ce genre et d'une telle ampleur ne seraient guère possibles sans calculatrice numérique, même si l'on utilisait des formules approchées assez simples.

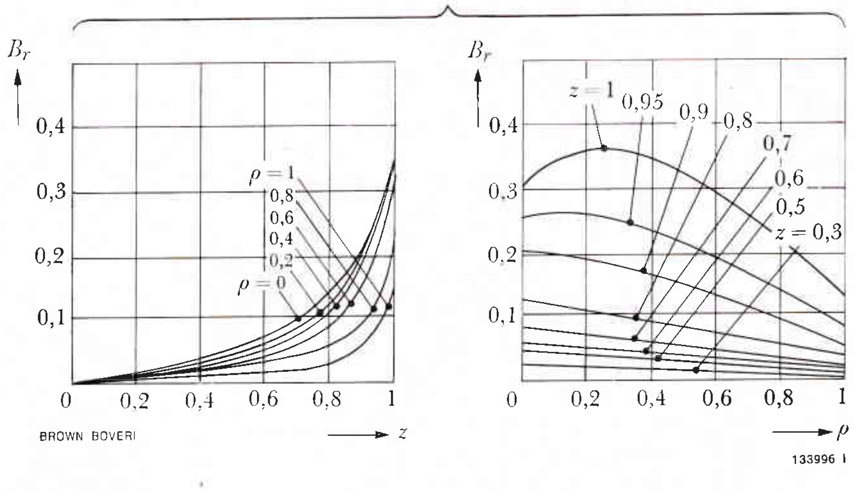
Les pertes par courants de Foucault dans la cuve

Dans les programmes que nous utilisons, nous avons modifié, à titre d'essai, les conditions aux limites concernant le potentiel vecteur à la bordure extérieure du champ occupant un espace cylindrique. Nous avons donné à la perméabilité de la matière et à sa résistance spécifique les valeurs mesurées dans la tôle de la cuve. Cette hypothèse peut être utilisée analytiquement et l'on obtient l'inductance d'entrée du transformateur en court-circuit sous la forme d'une grandeur complexe permettant la séparation de la puissance absorbée en partie active et en partie réactive. En utilisant ce modèle mathématique, on calcule la puissance active absorbée par les enroulements par suite de l'effet des courants de Foucault circulant dans la cuve.

a



b



c

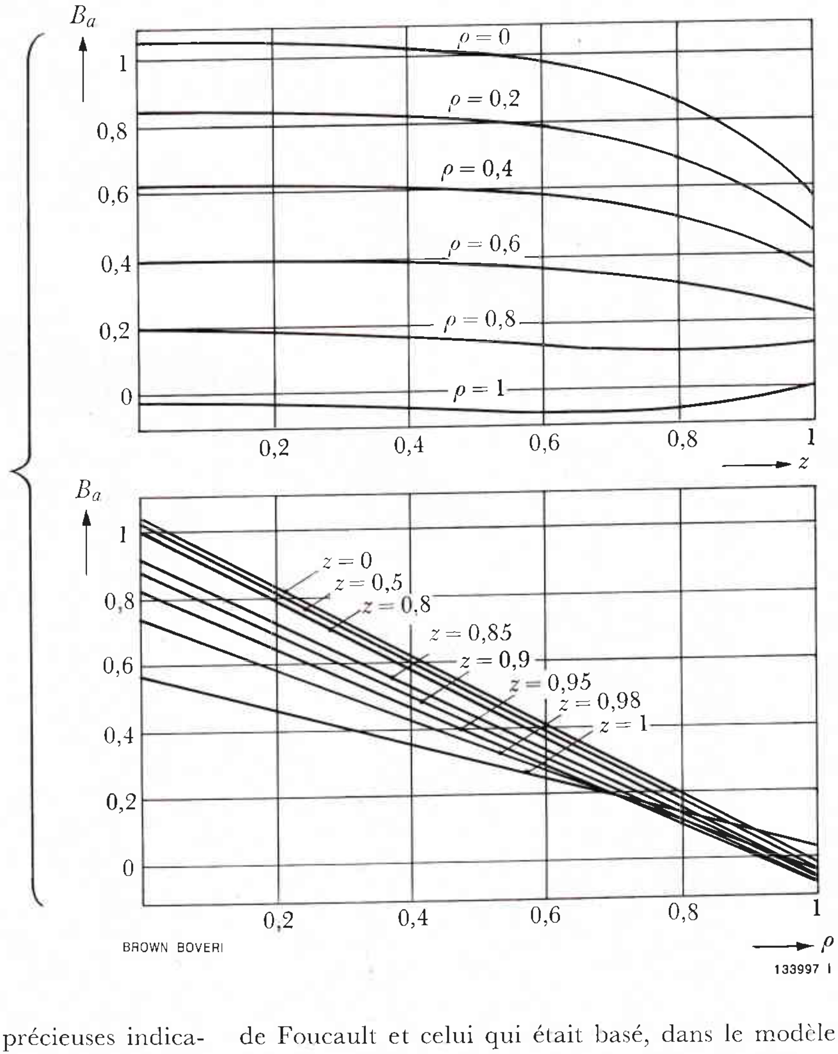


Fig. 3. – Représentation graphique, en grandeurs sans dimensions, des variations des composantes radiale et axiale, B_r et B_a, de l'induction dans l'espace occupé par un demi-enroulement

a: Définition des coordonnées z et ϱ
b: Variations de B_r
c: Variations de B_a

Ces études nous ont fourni de précieuses indications qualitatives qui nous ont permis de comprendre mieux les relations existant entre le flux de fuites et les pertes supplémentaires dans la cuve. Malheureusement les résultats de calculs et de mesures ne concordent pas. L'écart entre le parcours des courants de Foucault et celui qui était basé, dans le modèle mathématique, sur la symétrie par rapport à l'axe, est loin d'être négligeable. Ces courants ne peuvent pas se fermer dans des plans horizontaux, car la somme des flux embrassés par une ligne horizontale fermée entourant la cuve est nulle.

Des considérations théoriques montrent que le flux de fuites qui se forme dans l'espace situé entre la cuve et les enroulements n'est que peu influencé par les courants de Foucault et peut s'identifier à celui que l'on aurait si aucune perte ne se produisait dans la tôle de la cuve supposée de perméabilité infinie. Si, à l'intérieur de la cuve idéale à laquelle nous venons de faire allusion, à l'endroit où la distance entre la cuve et l'enroulement est minimale, on intègre la composante radiale de l'induction, suivant la direction de l'axe des z, on obtient une fonction

$$\varphi(\zeta) = \int_0^{\zeta} B_r(z)\,\mathrm{d}z \tag{4}$$

qui doit avoir une relation quantitative avec la répartition du flux dans la cuve, mais une relation qui ne peut guère s'exprimer par des formules. C'est pourquoi l'on peut s'attendre que la grandeur comparative

$$p = \int_0^{h} [\varphi(\zeta)]^2\,\mathrm{d}\zeta \tag{5}$$

déterminée par intégration sur la hauteur h de la cuve doit être à peu près proportionnelle aux pertes dans la cuve. Le facteur de proportionnalité dépend de la forme géométrique des circuits parcourus par les courants de Foucault, mais cette forme peut difficilement être déterminée par une étude théorique approchée. En revanche, on peut admettre que la forme du flux de fuites radial des enroulements ne peut avoir qu'une influence modérée sur le facteur de proportionnalité.

Nous avons mesuré, sur une série de transformateurs avec enroulement ou prises de réglage, les pertes dans le cuivre, avec et sans la cuve, pour diverses positions du commutateur de prises. On a pu constater qu'un changement de la position du commutateur entraîne réellement une modification, souvent assez considérable, des pertes supplémentaires dans la cuve, tandis que le rapport de la valeur de p calculée selon (5) à la valeur mesurée P des pertes dans la cuve reste à peu près constant. Ainsi, le problème du calcul des pertes supplémentaires dans la cuve se réduisait à la détermination, par une combinaison de l'expérience et de la théorie, d'une grandeur caractéristique $K = P/p$, P pouvant varier d'un type de cuve à un autre. Or, le nombre des types de cuve utilisés pour une série de transformateurs de différentes puissances mais de même construction, étant limité, la dépense entraînée par une telle étude n'est pas disproportionnée.

Nous avons également mesuré, pour quelques transformateurs, les pertes dans la cuve après avoir monté des écrans de dispersion entre les enroulements et la cuve, de même que sans ces écrans. La fonction (4) constitue une mesure du flux absorbé par ces écrans. Elle permet d'apprécier les résultats obtenus expérimentalement au sujet de la réduction ainsi réalisée des pertes supplémentaires dans la cuve. On dispose donc d'une documentation permettant de comparer la valeur capitalisée de ces pertes supplémentaires avec l'augmentation de prix due au montage des écrans de dispersion et de déterminer le nombre de tôles constituant les écrans donnant le meilleur résultat.

* * *

L'emploi des calculatrices numériques pour la résolution des problèmes techniques et scientifiques que l'on rencontre dans les études de perfectionnement des matériels que l'on construit permet d'améliorer constamment les bases de calcul dont on dispose. Nous espérons avoir réussi à le montrer, même si nous n'avons pu mentionner qu'un petit nombre des études faites ou en cours.

(P.H.) E. PIRKTL

Bibliographie

[1] M. CHRISTOFFEL et A. KUSTER: Méthode permettant de déterminer, à l'aide d'une calculatrice numérique, les efforts électrodynamiques agissant sur les enroulements de transformateurs lors de courts-circuits. *Rev. Brown Boveri*, t. 47 (1960), n° 5/6, p. 321 à 328.

[2] A. KUSTER: Calcul de fonctions de Bessel et de fonctions apparentées au moyen de calculatrices numériques. *Rev. Brown Boveri*, t. 48 (1961), n° 5/6, p. 296 à 301.

[3] L. TORSEKE, E. PIRKTL: Calculation of power transformer design characteristics with a digital computer. *ASEA Research*, vol. 6 (1961).

[4] M. KRONDL, A. SCHLEICH: Vorausbestimmung der Ausgleichsvorgänge in Transformatoren. *Bull. Oerlikon* (1960), n° 342/343, p. 114 à 133.

[5] Voir, dans ce numéro, l'article des pages 821 à 830.

La tenue des transformateurs aux courts-circuits

621.314.21.064.1

L'augmentation continue des puissances unitaires des transformateurs et des puissances de court-circuit en jeu dans les réseaux ont rendu nécessaire l'étude approfondie des efforts apparaissant dans les enroulements lors de courts-circuits, et des mesures à prendre pour les rendre inoffensifs. Les auteurs J. DOBŠA et E. PIRKTL donnent des indications sur les bases pouvant servir au dimensionnement des transformateurs et sur certaines particularités à observer dans leur construction.

Introduction

Les mesures à prendre pour que les transformateurs résistent aux efforts agissant sur les conducteurs lors de courts-circuits sont dictées par trois groupes de données servant au dimensionnement.

Le premier de ces groupes est relatif aux sollicitations mécaniques dues aux efforts électrodynamiques produits par les courants. Nous ne considérerons ici que les effets de ces forces sur les enroulements cylindriques concentriques, car cette disposition des enroulements est pratiquement la seule que nous utilisons dans nos transformateurs. Les composantes radiales de ces forces peuvent se calculer à l'aide de formules connues et relativement simples. Quant à leurs composantes axiales, elles sont habituellement déterminées à l'aide d'une calculatrice numérique. Jusqu'ici, les contraintes apparaissant dans les conducteurs étaient habituellement déterminées par addition des efforts électrodynamiques et des efforts de pression exercés sur les enroulements par les dispositifs de calage. Des rapports présentés aux Conférences internationales des grands réseaux électriques de 1962 et 1964, à Paris [1, 2, 3][1], ont cependant attiré l'attention sur l'effet, auparavant négligé, des forces pulsatoires dues aux déformations élastiques des enroulements. Ces rapports donnent à ce sujet des résultats de mesures effectuées par différents constructeurs de transformateurs, qui concordent de manière remarquable. Ces mesures et l'étude théorique de l'influence des forces d'inertie semblent montrer, en particulier, que les effets électrodynamiques et les forces d'origine mécanique peuvent entrer en résonance. Cette constatation semble limiter la validité des bases usuelles du calcul des contraintes admissibles dues aux effets des courts-circuits dans les transformateurs. C'est pourquoi nous avons éprouvé le besoin d'approfondir l'analyse de ces phénomènes. Ce sont les résultats de cette étude que nous nous proposons d'exposer ici. Ce faisant, nous apporterons quelques rectifications au contenu de la publication [1].

Le deuxième groupe de données concerne les contraintes admissibles dans les enroulements. Ces contraintes limites ne dépendent pas de réalités géométriques et peuvent être déterminées par des essais simples sans devoir recourir aux règles de similitude régissant les essais effectués sur des maquettes. Il est indispensable, à ce sujet, de tenir compte des influences particulières de toutes les matières soumises à l'action des efforts, cuivre, isolants, bois, et qui, si on les négligeait, conduiraient à une simplification inadmissible (déformation à froid, échauffement, sollicitations répétées, traitement préalable, vieillissement, effet de l'huile, etc.). D'ailleurs, ces influences peuvent être étudiées expérimentalement sans difficultés.

Quant au troisième groupe de données, il comprend les contraintes limites qui dépendent des caractéristiques géométriques et ne sont pas liées directement à une contrainte limite spécifique de matière. Nous conformant à la terminologie utilisée en résistance des matériaux, nous considérons ces problèmes comme des problèmes de stabilité. Ils se distinguent par le fait que ce n'est qu'au-dessous d'une valeur critique que les contraintes apparaissant dans les matériaux restent proportionnelles aux efforts agissants. Dès que cette valeur est dépassée, une interaction se produit entre la déformation élastique ou plastique et l'état de contrainte et il en résulte une brusque augmentation des contraintes. Celles-ci peuvent alors atteindre des valeurs dont la limite supérieure ne peut généralement pas être fixée et l'on se trouve en face de conditions incontrôlables qui conduisent à des ruptures ou au moins à de fortes déformations. Il arrive souvent, par exemple, qu'un conducteur méplat se renverse sous l'effet

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 830.

d'une sollicitation agissant parallèlement aux grandes faces. La détermination des contraintes critiques par voie purement expérimentale n'est pas sûre parce que les résultats obtenus avec une disposition donnée ne peuvent être appliqués à une autre disposition géométrique qu'en tenant compte des règles relatives aux essais sur maquettes. Mais pour pouvoir établir ces règles, il est nécessaire de pouvoir exprimer de manière complète les phénomènes physiques en jeu par des relations mathématiques.

Efforts électrodynamiques dus aux courants et efforts statiques

L'article [6] donne des indications sur les données que nous utilisons avec la calculatrice numérique. Comme nous l'avons dit plus haut, les formules simples que l'on connaît permettent de déterminer avec une approximation suffisante les composantes radiales des efforts dus à l'action des courants, tandis que la détermination des composantes axiales ne peut généralement se faire qu'à l'aide d'une calculatrice numérique. Lorsque la disposition des enroulements est exactement symétrique, les efforts qui nous occupent agissent uniquement sur les enroulements. Mais il suffit déjà d'asymétries relativement peu importantes dans la répartition des ampères-tours pour que les appuis maintenant les extrémités des enroulements soient soumis à de fortes poussées. Comme il est plus difficile d'obtenir, par construction, une résistance suffisante à ces poussées qu'à des efforts équivalents agissant à l'intérieur des enroulements, on veille soigneusement, en établissant le projet d'un transformateur, à ce que la répartition axiale des ampères-tours soit la même dans chacun des enroulements. Un renforcement de l'isolation à

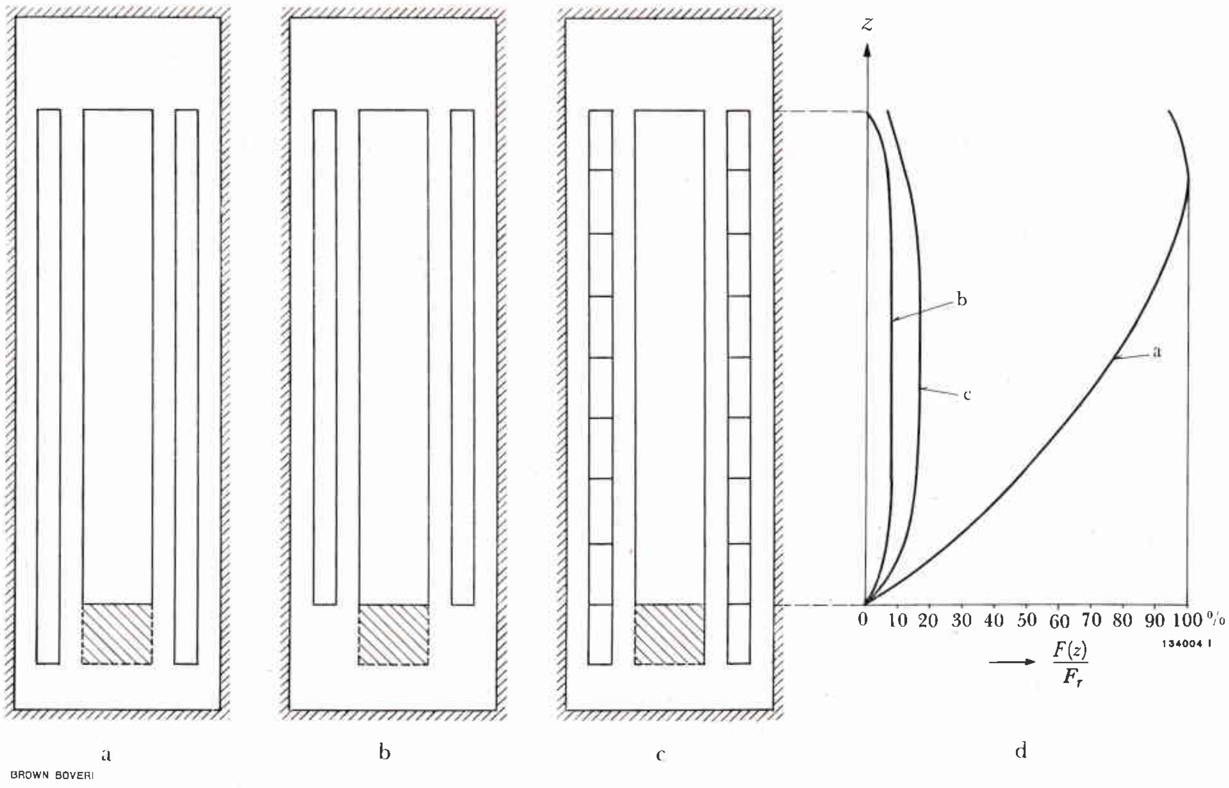


Fig. 1. – Exécutions diverses d'un transformateur à enroulements concentriques doubles avec prises de réglage au point neutre de l'enroulement à haute tension et courbes de variation de la force axiale le long de l'enroulement

Aucun courant ne circule dans les parties hachurées de l'enroulement à haute tension.

a: les trois enroulements sont de même longueur

b: les deux parties de l'enroulement à basse tension ont été écourtées pour obtenir une symétrie complète dans la répartition des ampères-tours lorsque le nombre de spires est minimal

c: les deux parties de l'enroulement à basse tension ont été divisées chacune en 9 bobines en parallèle

d: variation, pour un même courant, de la force axiale $F(z)$ correspondant aux trois cas, rapportée à la valeur de référence $F_r = 100\,\%$ atteinte dans le cas a

l'entrée de l'enroulement à haute tension (HT) entraîne une asymétrie de la densité des ampères-tours dans cet enroulement. On s'efforce alors de créer si possible une asymétrie correspondante dans l'enroulement à basse tension (BT) par un choix convenable des épaisseurs des canaux de circulation d'huile. Si cet artifice est difficile à réaliser, il est nécessaire de déterminer les poussées à l'aide de la calculatrice numérique.

La division de l'enroulement BT en un certain nombre de groupes couplés en parallèles permet de réduire notablement ces efforts de poussée, car la répartition des courants dans les différents groupes subit alors une certaine influence de la répartition des ampères-tours dans l'enroulement HT. Cette adaptation n'est cependant pas totale au point qu'on puisse renoncer à un calcul minutieux.

Pour illustrer ces explications, nous allons considérer un cas extrême de division d'enroulement en circuits couplés en parallèle.

La figure 1 représente la disposition concentrique double des enroulements d'un transformateur avec prises de réglage au voisinage du point neutre de l'enroulement HT. Lorsque le nombre de spires est minimal, aucun courant ne circule dans la partie hachurée de cet enroulement. Admettons que chaque moitié de l'enroulement BT est divisée en 9 groupes couplés en parallèle (fig. 1 c). Lorsque le nombre des spires HT est maximal, le système est symétrique à l'exception des distances entre les extrémités des enroulements et les culasses du circuit magnétique. Ainsi, l'effort maximal de compression F_{k_m} atteint une valeur normale et l'effort F_s agissant sur les appuis est négligeable. Lorsque le nombre de spires de l'enroulement HT est minimal, les spires de réglage sont éliminées et l'enroulement est raccourci d'environ 10 %. Si les deux moitiés de l'enroulement BT ne sont pas divisées en groupes couplés en parallèle (fig. 1 a), la force F_{km} prend une valeur beaucoup plus élevée, que nous considérerons comme valeur de référence et que nous désignerons par F_r. La force F_s atteint alors une valeur proche de 0,95 F_r et il serait difficile de faire des pièces capables d'y résister. Avec la disposition de la figure 1 b, l'adaptation de la répartition des ampères-tours BT à l'enroulement HT raccourci est optimal et l'on a $F_{km} = 0{,}078\ F_r$ et $F_s \approx 0$. Avec l'enroulement BT divisé (fig. 1 c), la répartition des ampères-tours est proche de celle de l'état optimal et l'on a $F_{km} = 0{,}17\ F_r$ et $F_s = 0{,}071\ F_r$. Si l'on compare ces valeurs, on constate qu'il est nécessaire, pour de telles dispositions des enroulements, de déterminer toujours les composantes axiales des forces au moyen d'une calculatrice numérique, car le domaine de validité des procédés de calcul simplifiés est limité.

La figure 1 d montre également comment varie la force axiale le long de l'enroulement HT. Si l'on admet que la valeur F_r définie plus haut est égale à 100 %, la fonction $F(z)$ représente la somme des composantes axiales des forces dues aux courants, qui agissent sur la partie de l'enroulement HT se trouvant au-dessous du point d'ordonnée z. Pour expliquer les grandes différences existant entre les cas des figures 1 a et 1 c, nous avons déterminé les tracés des lignes de champ correspondants à l'aide de la calculatrice numérique (voir fig. 2, page 817).

Pour que l'ingénieur chargé du calcul des transformateurs ne soit pas obligé, surtout pour les dispositions d'enroulements relativement simples, de recourir chaque fois à l'emploi de la calculatrice numérique lorsqu'il doit déterminer les composantes axiales des forces dues aux courants, nous avons étudié systématiquement ces forces au moyen de la calculatrice numérique, pour un grand nombre de dispositions géométriques différentes des enroulements, et nous avons tiré de manière empirique des résultats obtenus des formules simples qui, dans la gamme des valeurs usuelles des paramètres, permettent de calculer ces forces avec une approximation suffisante pour les besoins de la pratique. Les paragraphes qui suivent permettront de se faire une idée de la forme que nous avons choisie pour présenter les résultats de nos nombreuses séries de calculs.

La figure 2 montre une des dispositions usuelles adoptées pour les transformateurs à deux enroulements dont l'un est muni de prises de réglage. La distance des milieux des parties d'enroulement symétriques portant les prises de réglage et constituant des lacunes sans ampères-tours lorsque le nombre de spires est minimal, est habituellement égale à la moitié de la longueur totale L des enroulements. Lors d'un court-circuit, il apparaît dans les parties de l'enroulement sans prises de réglage situées à peu près en face des lacunes, des efforts de compression atteignant au maximum la valeur $F_{k\lambda 1} = F_{k1} + F_\lambda$. Dans cette formule, F_{k1} représente l'effort de compression qui existe lorsque le nombre des spires est maximal, c'est-à-dire lorsqu'il n'y a pas de lacunes, et F_λ correspond à la force qui vient s'y ajouter dès qu'apparaissent des lacunes. Avec les symboles définis par la figure 2, on peut écrire

$$F_{k1} = \varphi_{1k}\, F_{k12}$$

$$\varphi_{1k} = 0{,}4\left(2 - \mathrm{e}^{-\frac{\Delta j}{c^2}}\right)$$

$$F_{k12} = 0{,}21\left(\frac{IN}{L}\right)^2 \Delta D_m\, \varrho 10^{-6}\ [\mathrm{kp}]$$

où IN = nombre d'ampères-tours

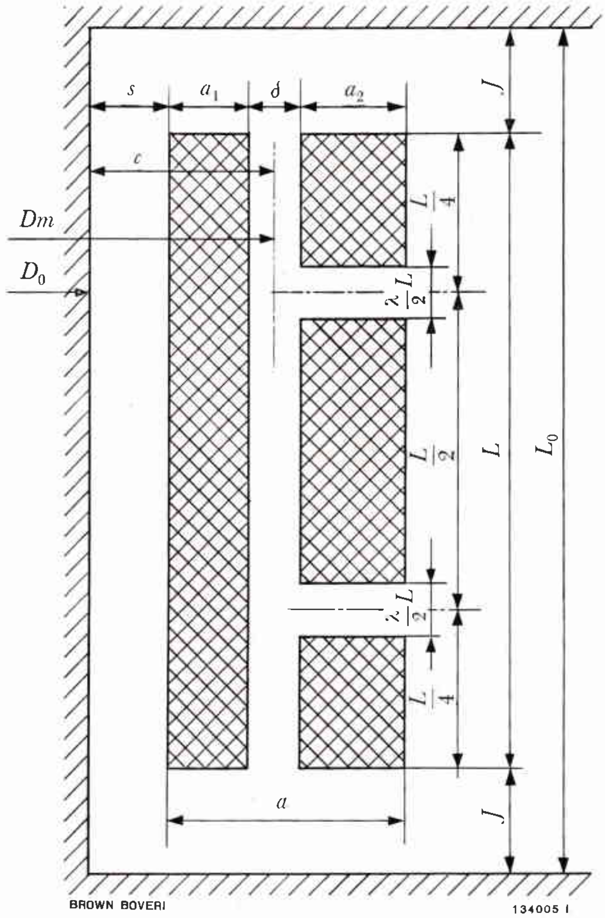


Fig. 2. – Transformateur à deux enroulements dont l'un comprend des prises de réglage et des parties sans ampères-tours

Explication des symboles dans le texte.

$$\varrho = \left(1 - \frac{2\,a}{\pi L}\right)\left(1 - e^{-\frac{2\pi j}{a}}\right)$$

$$F_\lambda = 6{,}4\lambda \frac{D_m}{L_0} K_\lambda \left(\frac{IN}{L}\right)^2 10^{-8}\ [\text{kgf}]$$

$$K_\lambda = \frac{L}{8\,(a+s)} \frac{\log_{10}\left(1 + \frac{L}{2\,(a+s)}\right)}{1 + \frac{L}{8\,(a+s)}}$$

$$\Delta = \frac{a_1 + a_2}{3} + \delta$$

Dans les bureaux de calcul, les valeurs des fonctions figurant dans ces relations sont lues sur des nomogrammes.

L'effort statique effectif est égal à la somme des forces dues aux courants et des forces résultant du calage des enroulements. Les composantes axiales de ces forces sont généralement réparties uniformément sur toute la largeur a_1 ou a_2 de l'enroulement. Ce n'est que si cette largeur est particulièrement grande qu'il vaut la peine de calculer aussi la variation de ces forces en fonction du rayon. Quant aux composantes radiales, elles se transmettent habituellement à l'intérieur d'une tranche en forme de couronne d'un enroulement de manière que la contrainte de traction ou de pression apparaissant dans les conducteurs peut être déduite de la valeur moyenne de la composante axiale du champ. Dans certains cas, le volume cylindrique occupé par un enroulement peut être considéré comme s'il était composé de plusieurs couches cylindriques superposées radialement et affectées chacune d'un coefficient d'élasticité différent. On peut ainsi déterminer la répartition effective des forces en tenant compte de la variation des forces dues aux courants en fonction du rayon. Lorsqu'un conducteur subissant une déformation élastique dans un plan perpendiculaire à l'axe de l'enroulement n'est pas appuyé partout contre un autre conducteur, la contrainte dont il est le siège doit être calculée en prenant en considération la composante axiale du champ à l'endroit où se trouve ce conducteur. Cette remarque concerne notamment les conducteurs situés en bordure d'un espace séparant deux enroulements ou d'un canal de circulation d'huile.

Efforts dynamiques

Plusieurs constructeurs ont réussi à déceler expérimentalement, aussi bien lorsque le transformateur est parcouru par de faibles courants qu'en présence de courants atteignant plusieurs fois la valeur nominale, un comportement dynamique des enroulements qui semblent vérifier, tant qualitativement que quantitativement, les représentations que l'on se fait actuellement des phénomènes dynamiques apparaissant dans les enroulements. Selon ces représentations, il existe une grande analogie entre une tranche cylindrique d'enroulement et un cylindre fictif creux et homogène sur lequel agissent des forces axiales variant avec le temps. La surface A de la section en forme de couronne de la tranche cylindrique considérée, sur laquelle agit un effort de pression uniforme σ_D [kgf/cm²], et les propriétés physiques du matériau (E = module d'élasticité, en kgf/cm², et ϱ = masse volumique, en g/cm³) constituant le cylindre creux équivalent peuvent être déduites assez simplement des caractéristiques de l'enroulement réel.

Dans la publication [1], nous avons fait état de l'analogie mathématique physique existant entre un modèle tel que celui auquel nous venons de faire

allusion et une ligne électrique longue et homogène raccordée à ses extrémités à des inductances et à des capacités. Les forces et les vitesses de déplacements axiaux contenues dans les équations représentant les phénomènes se déroulant dans le modèle mécanique se comportent comme les tensions et courants dans le modèle électrique. Or, on sait depuis longtemps, en technique des courants forts, trouver la solution mathématique d'un tel problème d'analogie. Mais nous ne voulons pas y revenir, car nous n'avions pas pu expliquer, à l'époque, les écarts quantitatifs assez considérables que l'on avait constatés entre certaines conséquences de cette représentation et les résultats expérimentaux relatifs à la tenue des enroulements aux courts-circuits.

L'exemple du cas idéalisé de la figure 3 va nous montrer que la validité des représentations présentées aux sessions de 1962 et 1964 de la CIGRE est limitée. Le cylindre représenté sur cette figure est soumis à l'action de deux forces symétriques F exerçant une pression. Si les forces sont constantes, la contrainte

$$\sigma_D = \frac{F}{A}$$

est partout la même.

Si l'on admet que les forces sont pulsatoires et ont pour expression $F = C\,(\sin\omega t)^2$, C étant une constante, et si l'on néglige les phénomènes dynamiques, le calcul indique que la contrainte de pression varie entre zéro et une valeur maximale. Toutefois, cette dernière ne peut être utilisée pour le dimensionnement, parce que l'intervention de la masse volumique ϱ et du module d'élasticité E a pour effet d'augmenter la valeur maximale de la contrainte de pression. Bien que les directions des forces extérieures soient telles qu'il ne peut en résulter qu'une contrainte de pression, il apparaît en réalité, dans une partie du cylindre creux, alternativement une contrainte de pression et une contrainte de traction. La partie la plus sollicitée du cylindre est celle qui se trouve au voisinage du plan médian $z = L/2$. Les contraintes maximales y atteignent des valeurs égales respectivement à C_1 (pression) et à C_2 (traction) fois la valeur de crête de la contrainte statique de pression. Les fonctions

$$C_1 = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{1}{\left|\cos\dfrac{2\omega}{\omega_0}\right|}\right) \quad \text{et} \quad C_2 = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{1}{\left|\cos\dfrac{2\omega}{\omega_0}\right|}\right)$$

sont représentées sur la figure en fonction du rapport de la pulsation $2\,\omega$ des forces extérieures et de la pulsation ω_0 correspondant à la fréquence propre de vibration du cylindre. Dans la gamme des fréquences où C_1 ne peut prendre une valeur voisine de l'unité, l'apparition de contraintes de traction est possible. Si l'on ajoute un effort de pression constant aux forces pulsatoires $F(t)$, il en résulte une diminution des valeurs de crête des contraintes de traction apparaissant dans le plan médian ou même une suppression totale de ces contraintes.

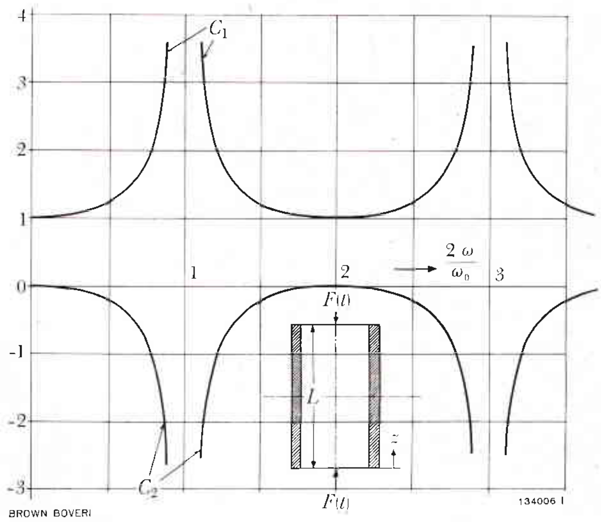


Fig. 3. – Cylindre creux homogène soumis à une sollicitation dynamique

Valeur relative des contraintes maximales de pression (C_1) et de traction (C_2) apparaissant dans le plan horizontal médian en fonction de $2\,\omega/\omega_0$.

$F(t)$ = force pulsatoire = const. $(\sin\omega t)^2$

ω_0 = pulsation correspondant à la plus petite des fréquences propres de vibration du cylindre

Le comportement élastique d'un enroulement de transformateur à l'égard des forces axiales est fixé par les propriétés élastiques des isolants et par la masse volumique du cuivre, compte tenu de la fraction de la surface totale de transmission des efforts de pression correspondant aux surfaces d'appui des entretoises. Comme les conducteurs ont la forme d'un ressort hélicoïdal, leur déformation a aussi une influence sur les forces axiales, au moins théoriquement. Mais cette influence est tout à fait négligeable en regard des forces apparaissant lors de courts-circuits. C'est pourquoi l'on peut, en première approximation, effectuer le calcul des contraintes de pression avec un module d'élasticité moyen E. Pour les contraintes de traction, on peut poser $E = 0$, car les efforts de traction que peut transmettre un enroulement sont très faibles.

Ainsi, les propriétés du système des enroulements ne sont plus linéaires dès qu'apparaissent des contraintes de traction dans le modèle considéré comme

homogène. Il n'existe aucune fréquence de pulsation des forces extérieures pour laquelle, même si l'on néglige les pertes mécaniques, il peut se produire un effet de résonance. Dès qu'un tel effet apparaît, il arrive toujours un moment où l'effort de pression disparaît et où le rythme de la déformation ne concorde plus avec la fréquence de résonance. Le comportement dynamique du cylindre creux de la figure 3 et les facteurs C_1 et C_2 ne peuvent donc représenter le comportement dynamique d'un enroulement que dans un domaine déterminé des valeurs des contraintes. Nous avons l'intention de revenir d'une manière plus détaillée, dans un article ultérieur, sur la théorie du comportement dynamique des enroulements. Mais nous pouvons déjà indiquer quelques relations importantes pour l'interprétation de cette théorie.

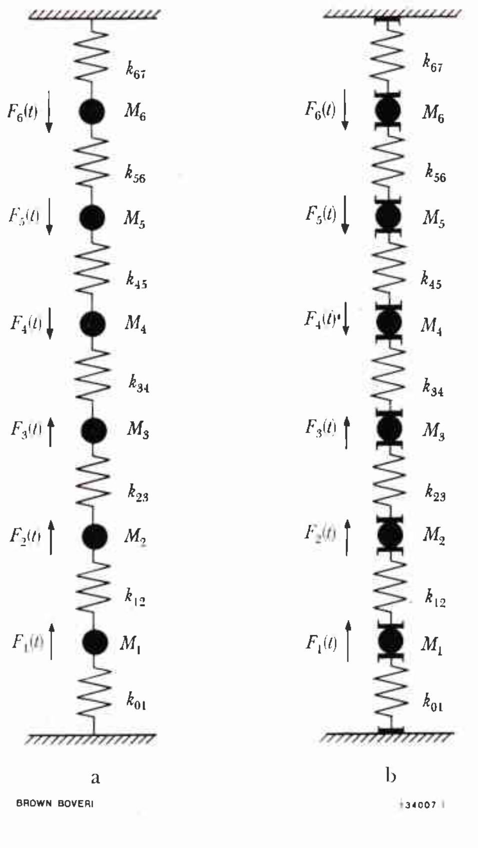


Fig. 4. – Modèle mathématique établi pour la détermination du comportement dynamique d'un enroulement

a: les éléments peuvent transmettre des contraintes de pression et de traction

b: les éléments ne peuvent transmettre que des contraintes de pression

$F(t)$ = force agissant sur chaque masse ponctuelle

M = masse ponctuelle

k = constante de ressort

Pour éviter toute interprétation erronée, la grandeur

$$v \approx 10 \sqrt{\frac{E}{\varrho}} \text{ [m/s]}$$

doit être considérée comme la vitesse de propagation des ondes de pression. Elle n'a cependant plus de sens si une telle onde atteint une partie d'enroulement dans laquelle la contrainte de pression disparaît momentanément. La pulsation ω_0 définie à la page précédente est donnée par la formule $\omega_0 = \pi v/L$. La fréquence correspondante devrait être appelée fréquence propre de pression. Pour la déterminer, on peut relever à l'aide d'un oscillographe les déformations que subit l'enroulement lorsqu'on frappe sur son extrémité. Les résultats d'essais effectués sur des enroulements, même parcourus par de forts courants, ont permis d'observer un comportement dynamique concordant avec celui du modèle équivalent. Si, dans un essai, le courant est égal à 70 % de la valeur du courant de court-circuit, les forces dues au courant atteignent à peu près la moitié de la valeur qu'elles auraient avec la pleine valeur de ce dernier. Les efforts exercés par les dispositifs de calage peuvent, dans ces conditions, empêcher que la contrainte de pression ne s'annule localement. C'est pourquoi les valeurs mesurées ne peuvent être utilisées que dans des conditions bien déterminées pour le calcul des contraintes qui apparaîtraient réellement en cas de court-circuit.

Cette constatation a une conséquence désagréable: la contrainte apparaissant dans l'enroulement en présence du courant de court-circuit ne peut être mesurée par les méthodes auxquelles on donnait la préférence jusqu'ici. Puisque les phénomènes ne sont plus linéaires, le rapport entre la déformation et la contrainte n'est pas constant. D'autre part, la mesure directe des efforts de pression à l'aide d'indicateurs de pression incorporés est assez difficile lorsque ces efforts sont élevés.

En raison de ces difficultés, il a fallu modifier le sujet principal de nos recherches et au lieu de pousser plus loin les essais sur le comportement dynamique des enroulements, concentrer nos efforts sur des études théoriques fondées sur les propriétés élastiques des isolants déterminées expérimentalement.

La figure 4 montre le modèle mathématique que nous avons établi à cet effet. Il comprend un ensemble de ressorts placés entre des masses ponctuelles sur lesquelles agissent des forces $F(t)$. Dans le cas a, le modèle correspond au modèle analogique étudié précédemment et peut aussi être utilisé pour le cas où l'enroulement est divisé en un nombre très grand

d'éléments. Dans le cas b, les ressorts ne sont pas fixés aux masses ponctuelles et ne peuvent donc pas transmettre des efforts de traction. Dans les deux cas, les ressorts extrêmes représentent les forces agissant sur l'enroulement. Tant que les forces en jeu ne dépassent pas une limite déterminée, et si les masses M, les constantes k des ressorts et les forces $F(t)$ sont les mêmes, le comportement du système est le même dans les deux cas. Mais dès qu'un ressort est complètement détendu, ou exerce un effort de traction, l'identité disparaît. Le traitement des relations mathématiques concernant le cas b ne peut se faire qu'à l'aide d'une calculatrice numérique, car il n'existe aucune méthode analytique de calcul qui s'y prête. Dans l'annexe II de la publication [2] se trouve la description d'une méthode d'emploi de la calculatrice numérique permettant la résolution de tels problèmes. Il est possible, avec les méthodes de ce genre, de prendre en considération sans difficultés le cas où le module d'élasticité varie avec la pression. L'enroulement doit naturellement être divisé en un nombre d'éléments bien supérieur à celui qu'indique la figure 4. Les contraintes doivent être étudiées tout le long de l'enroulement. Cela exige évidemment beaucoup de temps. Comme le comportement dynamique de l'enroulement dépend de nombreux facteurs, il n'est guère possible de faire un résumé clair et bref des résultats de l'étude.

On peut faire correspondre à tout système d'enroulements une « impédance d'onde de pression »

$$Z \approx 0{,}1 \sqrt{E\varrho} \left[\frac{\text{kgf/cm}^2}{\text{m/s}}\right]$$

Si, avec un corps rigide, on frappe sur toute la surface d'extrémité de l'enroulement un coup dirigé parallèlement à l'axe, la première spire qui était au repos se déplace brusquement avec une vitesse c et ce coup déclenche une onde de pression à front raide dont l'amplitude a la valeur $\sigma_D = cZ$. Cette onde de pression se propage avec la vitesse v à travers l'enroulement. Si l'extrémité de l'enroulement n'est pas appuyée, une telle onde de pression ne peut être réfléchie car la réflexion provoquerait une onde de traction. Sous l'effet de l'onde de pression, c'est le dernier élément de l'enroulement, c'est-à-dire la dernière spire qui se déplacera. On utilisera ces considérations pour déterminer si l'on peut admettre ou non que sous l'influence de grandes forces axiales l'extrémité de l'enroulement s'écarte pendant un bref instant de son point d'appui.

Des calculs de contrôle ont montré que si l'on se fonde sur des appréciations intuitives, on tend dans la plupart des cas à se faire une idée pessimiste de la grandeur de la contrainte due à l'onde de pression qui apparaît lorsque l'extrémité de l'enroulement s'écarte de son point d'appui. Mais il y a un autre moment dangereux à considérer. Si l'extrémité de l'enroulement s'écarte plusieurs fois de suite de son point d'appui, il peut arriver qu'une onde de pression s'approchant de cette extrémité y parvienne à un instant où la spire finale est précisément écartée et où la valeur instantanée de la force axiale s'exerçant sur cette spire est inférieure à la force correspondant à l'amplitude de l'onde de pression. Il peut en résulter un déplacement inopportun des pièces servant d'entretoises si elles ne sont pas maintenues.

Dans la publication [4, page 9], la question du choix de la valeur instantanée maximale de la force due au courant comme valeur de référence pour le dimensionnement est discutée. Cette valeur, qui n'apparaît qu'au cours de la première demi-période, est $1{,}8^2 = 3{,}24$ fois plus grande que la valeur de crête que prend cette même force après amortissement des phénomènes transitoires. Nous reconnaissons que le fait que la durée de cette contrainte maximale soit très brève et que son amplitude dépende de l'instant d'apparition du court-circuit au cours de la période, peut justifier une élévation de la contrainte maximale admissible. Mais lors de l'interprétation de résultats obtenus dans des essais ou en exploitation au sujet de la tenue des transformateurs aux courts-circuits, il ne faut pas perdre de vue que la distinction des contraintes statiques et dynamiques au moyen de formules compliquées n'a pas encore été introduite d'une manière générale dans la pratique. Le facteur 3,24 peut aussi être considéré comme facteur de sécurité permettant, sous certaines conditions, de ne pas tenir compte dans le calcul, de l'influence des phénomènes dynamiques. Comme l'admissibilité d'une telle simplification des méthodes de calcul doit encore être vérifiée et comme il ne faut pas introduire des complications évitables dans les données servant comme base de dimensionnement, le problème continue d'être à l'ordre du jour de nos travaux de perfectionnement.

Récemment, la proposition a été faite [3] de changer, par un choix convenable des constantes des ressorts servant au serrage, la fréquence propre de vibration des enroulements lorsque la fréquence des forces dues aux courants est voisine de l'une des fréquences propres. Des considérations de ce genre se fondent sur l'hypothèse que le comportement dynamique des enroulements est le même pour des courants de court-circuit de moyenne et de grande intensité. Mais comme l'influence de suppressions localisées de la pression sur les contraintes dynamiques est alors négligée, il est impossible de faire des remarques de portée générale sur la nécessité ou l'utilité de telles mesures.

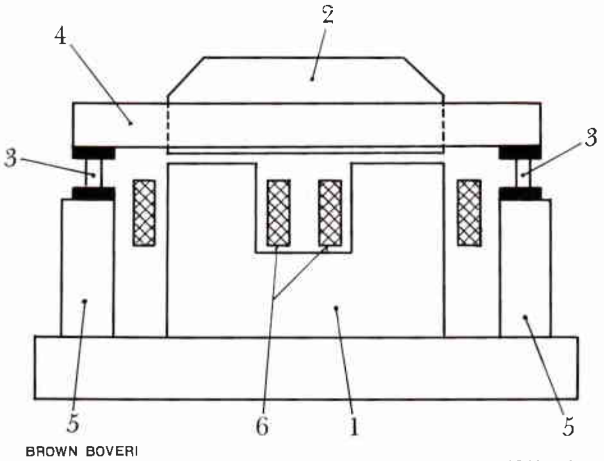


Fig. 5. – Dispositif de production d'une force pulsatoire

1 = culasse
2 = armature
3 = éprouvette (bobine, faisceau de conducteurs, etc.)
4 = traverse transmettant la pression de l'armature
5 = support de l'éprouvette
6 = bobines de l'électroaimant

Contraintes admissibles et propriétés des matériaux

Dans le cadre du présent article, les études concernant les problèmes ne présentant pas de difficultés particulières ne sont pas traitées. Cependant, la détermination des sollicitations maximales auxquelles les matériaux isolants peuvent être soumis, de leurs propriétés élastiques, de l'échauffement dû à la fatigue résultant de l'application de forces pulsatoires pendant une longue période est particulièrement importante. Nous avons imaginé un dispositif représenté schématiquement sur la figure 5 et qui permet de produire des forces pulsatoires à l'aide d'un électroaimant avec armature mobile et d'effectuer des mesures dans des conditions correspondant à ce qui se passe lors de courts-circuits. Dans les essais, on mesure la force exercée sur une éprouvette et la déformation de cette dernière.

Problèmes de stabilité

Les composantes radiales des forces dirigées vers le noyau produisent une sollicitation des conducteurs au flambage. Le calcul de la limite de stabilité utilise les lois de la résistance des matériaux concernant le comportement d'un tube sur lequel agissent des efforts radiaux de pression.

Nous avons décrit un autre genre de calcul de stabilité dans la publication [1]. Des vues prises à l'aide d'une caméra ultrarapide et une étude mathématique ont montré que si la valeur moyenne du module d'élasticité de l'enroulement descend au-dessous d'une valeur critique, la déformation qui se produit peut influencer les forces axiales et entraîner la destruction de l'enroulement. Mais il est possible, par un traitement approprié de l'isolation, d'obtenir l'élévation voulue de la limite de stabilité.

Le calcul de la sollicitation critique qui produit le renversement de conducteurs méplats disposés sur champ est aussi un problème de stabilité fréquemment discuté. Nous considérons avec une certaine réserve les propositions publiées jusqu'ici au sujet de ce calcul. On peut, par des mesures appropriées, appliquées pendant le bobinage, obtenir un renforcement notable, dans le sens radial, tel que les forces créées par le frottement des conducteurs bobinés en spirale plane et serrés les uns contre les autres élèvent la limite admissible de la sollicitation. Les composantes radiales des forces dues aux courants viennent augmenter cet effet. Comme il est difficile d'inclure ces facteurs importants dans une étude théorique, nous préférons nous fier à l'interprétation de résultats expérimentaux plutôt qu'à des développements théoriques. La contrainte limite de l'isolation est voisine de 400 kgf/cm²; elle peut même être augmentée par un traitement approprié de cette isolation. Mais cette possibilité ne peut guère être utilisée, parce que cette contrainte reste limitée par le danger de renversement des conducteurs méplats. Les limites admissibles dépendent de la géométrie des enroulements.

Ce que nous avons dit au début de cet article sur le genre particulier des problèmes de stabilité qui se présentent et sur les règles relatives aux essais sur maquettes, montre qu'une étude expérimentale de la limite à laquelle se produit le renversement des conducteurs méplats serait très coûteuse. D'ailleurs, nous ne pensons pas qu'une telle étude pourrait nous fournir des indications qui influenceraient utilement ce que nous savons sur le dimensionnement optimal des transformateurs. Les difficultés rencontrées dans la recherche simultanée, pour les grandes puissances, d'une construction économique des enroulements et d'une résistance suffisante aux efforts électrodynamiques concernent avant tout les sollicitations des conducteurs en cuivre à la traction et au flambage. Mais nous connaissons déjà le moyen de tenir compte, dans le calcul, de ces sollicitations qui sont déterminantes pour le dimensionnement.

Traitement préparatoire des enroulements

Dans l'atmosphère usuelle de nos pays, le papier utilisé pour l'isolation des enroulements absorbe l'humidité de l'air et sa teneur en eau est habituellement comprise entre 6 et 8 % du poids du papier. C'est pourquoi l'on donne aux enroulements, lors de leur fabrication, une longueur supérieure à celle qu'ils auront une fois terminés. Le supplément de longueur peut atteindre plusieurs centièmes de la longueur totale pour les enroulements en galettes. Pour les ramener à leur longueur normale et stabiliser leurs dimensions, les enroulements sont séchés dans des fours avant leur montage et soumis en même temps à une compression axiale. L'opération de stabilisation se déroule suivant un programme déterminé de température, de temps de séchage et de compression.

La figure 6 représente un enroulement préparé pour l'opération de stabilisation. Pour éviter que l'isolation n'absorbe à nouveau de l'humidité entre le séchage et le montage, les enroulements peuvent être imprégnés d'huile de transformateur ou de laque spéciale. On peut aussi les garder dans un local à atmosphère climatisée. Ainsi préparés, les enroulements conservent leurs dimensions, même après une longue durée d'exploitation. Pour obtenir de bonnes propriétés diélectriques, les transformateurs complètement montés sont encore séchés dans des étuves dans lesquelles on fait le vide [5]. C'est ensuite seulement que l'on exécute les dernières retouches et la mise au point.

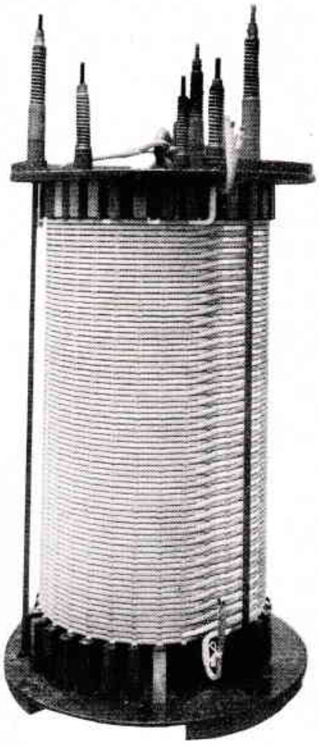


Fig. 6. – Enroulement à basse tension préparé pour l'opération de stabilisation sous pression axiale

Choix de l'effort de serrage

Comme l'ont montré les études faites à l'aide de la calculatrice numérique, on ne peut tolérer que des changements très faibles de la géométrie des enroulements, qui pourraient être provoqués par des courts-circuits ou par de longues durées de service, en raison de l'influence qu'ils peuvent avoir sur les forces axiales. C'est pourquoi l'on cherche à obtenir une grande stabilité des enroulements par un traitement approprié et en appliquant, lors du montage, un serrage suffisant au moyen de dispositifs de calage. Il existe un état de compression des enroulements qu'il n'est pas opportun de dépasser. Si l'on augmente l'effort de pression, on augmente en même temps la contrainte limite au-dessous de laquelle l'enroulement se comporte comme un cylindre creux pouvant entrer en résonance et les écarts entre les contraintes dynamiques et statiques calculées cessent d'être négligeables. La valeur optimale de l'effort de serrage dépend de l'élasticité de l'enroulement et est

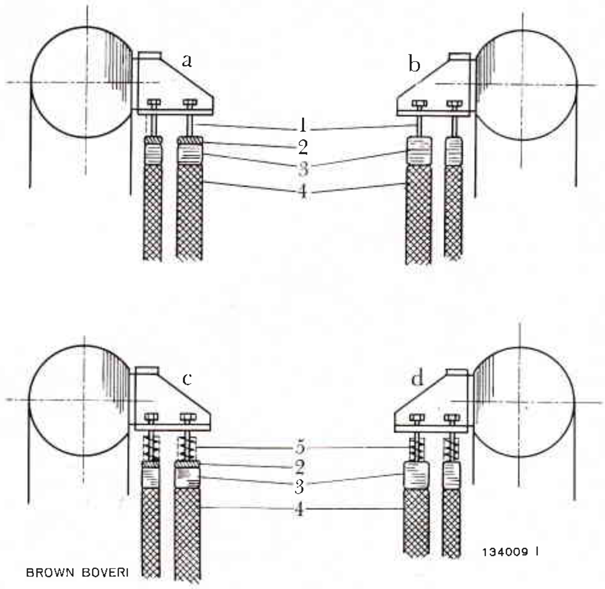


Fig. 7. – Exemples d'exécution de dispositifs de serrage

1 = vis d'ajustement
2 = anneau de serrage
3 = anneau d'appui
4 = enroulement
5 = ressort

inférieure à la valeur instantanée maximale de la force axiale, oscillatoire asymétrique, lorsque les forces axiales statiques produisent une compression.

En principe, la stabilité des dimensions d'un enroulement peut être obtenue à l'aide d'un dispositif de calage rigide ou élastique. Le choix de la solution qui convient dépend de l'élasticité de l'enroulement lui-même. Dans les grands transformateurs, nous utilisons généralement des dispositifs élastiques, mais ceux-ci doivent naturellement être capables de supporter sans déformation permanente les efforts de poussée souvent considérables que peuvent exercer les enroulements (voir fig. 7).

Conclusions

Diverses recommandations motivées et exposées dans le présent article au sujet du choix de l'effort de serrage devant être appliqué aux enroulements et d'autres grandeurs encore découlent d'une nouvelle conception que l'on a des phénomènes dynamiques survenant dans les enroulements lors de courts-circuits. Il a été prouvé qu'il était indispensable d'effectuer des mesures sur des enroulements soumis à des essais mettant en œuvre les sollicitations correspondant à la pleine valeur des courants de court-circuit. Mais il est alors nécessaire, pour la détermination des forces axiales qui apparaissent, d'utiliser des méthodes de mesure différentes des méthodes usuelles jusqu'ici et difficilement applicables. La difficulté d'exécution de telles mesures explique la grande importance que prennent les études théoriques effectuées à l'aide d'une calculatrice électronique numérique.

(P. H.)

J. Dobša et E. Pirktl

Bibliographie

[1] E. Pirktl et G. Spallanzani: Recherches récentes dans le domaine des efforts dans les enroulements de transformateurs en court-circuit. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1962, t. II, rapp. n° 122, 21 p.

[2] Y. Tournier et al.: Etude du comportement dynamique des enroulements d'un transformateur sous l'effet d'un court-circuit. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1962, t. II, rapp. nos 143, 93 p. et 143bis, 19 p.

[3] Y. Tournier et al.: Etude du comportement dynamique des enroulements d'un transformateur sous l'effet d'un court-circuit. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1964, t. II, rapp. nos 134, 17 p. et 134bis, 23 p.

[4] L. Torseke: Problèmes de courts-circuits dans les grands transformateurs. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, t. II, rapp. n° 142, 32 p.

[5] A. Goldstein: Trocknung und Vakuumimprägnierung von Hochspannungstransformatoren. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 52 (1961), n° 19, p. 757 à 764.

[6] Voir dans ce numéro, l'article des pages 813 à 820.

Le refroidissement des grands transformateurs

621.314.21-71

L'auteur, J. Dobša, indique les facteurs à considérer dans le choix du système de refroidissement. Il compare différents modes de refroidissement et étudie la distribution de la température dans les transformateurs. Des diagrammes de température donnent une image très suggestive de cette distribution. Le système assurant une circulation forcée de l'huile à travers les enroulements et le circuit magnétique semble présenter de sérieux avantages. Son introduction n'affecte aucunement la sécurité d'exploitation.

Introduction

Tandis qu'une seule tension de choc atteignant un transformateur peut suffire pour perforer l'isolation des enroulements et qu'un seul court-circuit peut provoquer des dommages à ces enroulements, les surélévations anormales de température, comme l'expérience l'a montré, ne produisent généralement leurs effets qu'après un certain temps, peut-être des années, et entraînent ainsi une diminution de la durée de vie. Il est d'autant plus difficile d'estimer la température qui ne devra pas être dépassée pour que la durée de service d'un transformateur atteigne une valeur raisonnable [1][1].

Dans les règles en vigueur, la température limite est définie comme la température du point le plus chaud des enroulements. Lorsque les conditions d'exploitation varient, il importe de fixer la puissance nominale de telle manière que les pointes prévisibles de la charge ne provoquent pas une diminution inadmissible de la durée de vie.

La chaleur pouvant être évacuée par un réfrigérant donné est à peu près proportionnelle à la différence des températures de l'huile et du fluide de refroidissement. On tend donc, pour des raisons économiques, à choisir la température maximale de l'huile aussi élevée que possible, autrement dit à utiliser au mieux la valeur de l'échauffement admissible.

Pour obtenir un système de refroidissement répondant aux conditions optimales, il faut donc tenir compte non seulement des valeurs garanties pour l'huile et le cuivre des enroulements, mais aussi de la température limite et des caractéristiques du ou des réfrigérants. La situation est naturellement différente dans le cas du refroidissement naturel et dans celui du refroidissement par circulation forcée de l'huile.

Nous nous proposons, dans le présent article, de comparer différents modes de refroidissement et d'étudier la distribution de la température dans les transformateurs. Nous examinerons en particulier les propriétés du système assurant une circulation de l'huile dans les enroulements, qui est utilisé de plus en plus fréquemment pour les transformateurs de grande puissance.

Echauffement des transformateurs et diagramme des températures

La chaleur produite dans le circuit magnétique et dans les pièces métalliques massives de la partie active d'un transformateur ne doit pas porter les surfaces en contact avec l'huile à des températures qui pourraient entraîner un vieillissement prématuré de l'huile. De tels échauffements, d'ailleurs également peu souhaitable du point de vue de l'augmentation des pertes garanties, peuvent être maintenus dans des limites raisonnables par des mesures appropriées et nous ne nous y arrêterons pas.

Les échauffements localisés des enroulements sont dangereux: ils peuvent endommager l'isolation des conducteurs et exercer une action nuisible sur les enroulements, d'abord au point de vue électrique, puis au point de vue mécanique. Ils peuvent conduire à des courts-circuits entre spires ou entre bobines et provoquer finalement la destruction d'un ou des enroulements. Comme l'échauffement n'est pas uniforme, les points les plus chauds des enroulements jouent un rôle important dans l'appréciation de ce que l'on désigne par l'échauffement.

Essayons de nous représenter la distribution de la température de l'huile dans un transformateur à deux enroulements et à refroidissement naturel (fig. 1).

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, page 837.

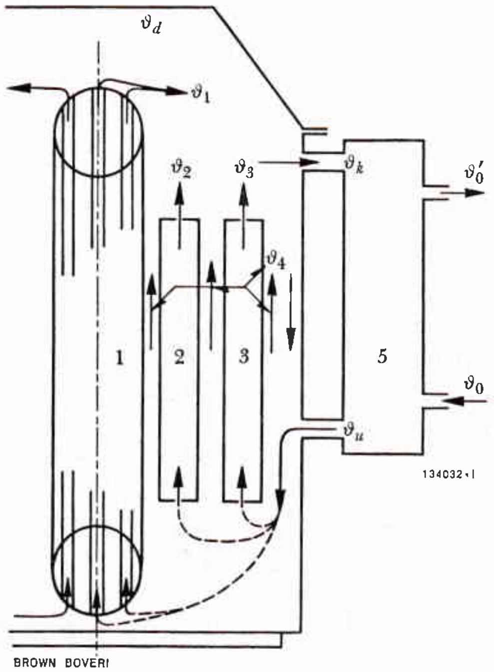


Fig. 1. – Désignation des températures dans le circuit que parcourt l'huile d'un transformateur à deux enroulements

1 = circuit magnétique
2, 3 = enroulements
5 = radiateur ou réfrigérant
ϑ_u = température à la sortie du réfrigérant
ϑ_k = température à l'entrée du réfrigérant
ϑ_1 = température à la sortie du circuit magnétique
ϑ_2 = température à la sortie de l'enroulement 2
ϑ_3 = température à la sortie de l'enroulement 3
ϑ_4 = moyenne des températures à la sortie des autres passages d'huile
ϑ_d = température au niveau le plus haut
ϑ_0 = température d'entrée du fluide de refroidissement
ϑ_0' = température de sortie du fluide de refroidissement

Dès qu'elle est échauffée, l'huile se met à circuler par thermosiphon. Soit ϑ_u la température qu'elle a lorsqu'elle entre au bas des enroulements et du circuit magnétique d'où elle ressort à des températures ϑ_1, ϑ_2, ϑ_3 et ϑ_4 habituellement un peu différentes les unes des autres. Désignons par ϑ_k la température moyenne du mélange d'huile entrant dans le radiateur. La valeur garantie ϑ_d de la température qu'atteint l'huile au haut du transformateur est liée étroitement à la température ϑ_k de l'huile sortant de la cuve et est habituellement plus élevée que cette dernière.

Cette distribution de la température peut se représenter de manière très suggestive par le diagramme de la figure 2 [2]. Ce diagramme montre comment évolue la température de l'huile dans son parcours à travers les enroulements et le radiateur. Un diagramme analogue pourrait être établi pour le circuit magnétique. Comme il est difficile de contrôler l'évolution des échauffements de l'huile et du cuivre, il est usuel d'admettre les simplifications suivantes:

la variation de la température dans un enroulement et dans le radiateur peut être représentée par des droites;

la différence moyenne des températures de l'huile et du cuivre est considérée comme constante tout le long des enroulements.

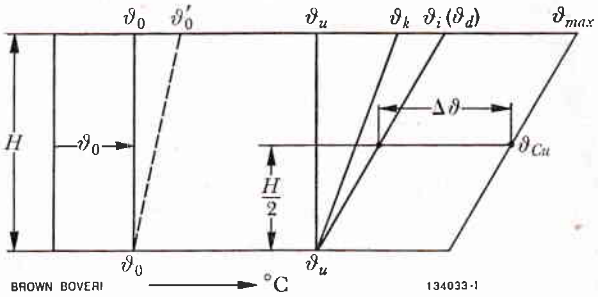


Fig. 2. – Diagramme simplifié des températures d'un enroulement de transformateur

H = longueur du parcours de l'huile à travers le réfrigérant ou l'enroulement
ϑ_i = température de l'huile sortant de l'enroulement i
ϑ_{max} = température du point le plus chaud de l'enroulement
$\Delta\vartheta$ = différence des températures moyennes du cuivre et de l'huile dans l'enroulement i
Autres symboles, comme dans la figure 1

Valeurs garanties:
ϑ_d = température de l'huile au niveau le plus haut
ϑ_{Cu} = température moyenne du cuivre

Le diagramme permet de déterminer facilement la température ϑ_{max} du point le plus chaud. Si la pente de la droite $\vartheta_u\vartheta_i$ (échauffement de l'huile dans les enroulements) et/ou l'échauffement $\Delta\vartheta$ du cuivre changent, la température du point le plus chaud changera également.

Avec un peu d'expérience, on peut donc utiliser le diagramme des températures pour le dimensionnement du système de refroidissement. Mais il est clair que ce diagramme peut être notablement influencé par le mode de refroidissement adopté, comme nous allons le voir.

Valeurs garanties

Selon la publication [3], l'isolation des enroulements de transformateurs, composée de papier immergé dans l'huile, appartient à la classe A pour laquelle la limite de température admissible en per-

manence est de 105 °C. Pour les transformateurs dans l'huile, les valeurs garanties de l'échauffement ont été fixées comme suit aussi bien sur le plan international [4] que dans les règles suisses [5]:

enroulements: 60 °C lors de refroidissement par circulation naturelle de l'huile
65 °C lors de refroidissement par circulation forcée de l'huile

huile (niveau supérieur): 55 °C sans contact avec l'air
50 °C en contact avec l'air

Quelques règles nationales s'écartent encore un peu de ces valeurs. Mais cette question fait l'objet de discussions et l'on peut espérer qu'un accord général interviendra bientôt.

Pour les transformateurs refroidis par l'air, la publication [4] donne les valeurs suivantes pour les températures maximales de l'air ambiant:

température maximale	40 °C
température moyenne journalière	30 °C
température moyenne annuelle	20 °C

Pour les transformateurs refroidis par l'eau, la température de cette dernière ne doit pas dépasser 25 °C.

Le constructeur de transformateurs peut donc reporter ces valeurs dans le diagramme de la figure 2 et il devra faire en sorte que la température limite de 105 °C au point le plus chaud ne soit pas dépassée.

Refroidissement des transformateurs

Choix du mode de refroidissement

Les modes de refroidissement les plus couramment utilisés sont indiqués dans le tableau I ci-dessous. Le choix en est guidé par les facteurs suivants:

quantité de chaleur (pertes) à évacuer;
fluide de refroidissement disponible;
conditions de transport;
conditions locales d'installation;
prix d'achat et frais d'exploitation;
entretien (hiver) et désirs particuliers.

Le mode de refroidissement est fixé dans la plupart des cas par l'exploitant. Bien qu'il n'existe pas de limites de puissances bien précises pour chaque mode de refroidissement, on peut, pour nos pays à climat tempéré, donner les indications générales suivantes:

radiateurs non ventilés (avec des radiateurs à ventilation forcée, la puissance peut être deux à trois fois plus grande)	jusqu'à 16 MVA
radiateurs ventilés	de 10 à 100 MVA
réfrigérant à air (avec pompe à huile et ventilateurs)	plus de 30 MVA
réfrigérant à eau (avec pompe à huile et éventuellement à eau)	toutes puissances

TABLEAU I

Désignation des modes usuels de refroidissement des transformateurs dans divers pays

Mode de refroidissement de l'huile des transformateurs	Désignations données par les règles				
	France U.T.E.	Gr.-Bretagne BBS	Allemagne VDE	Etats-Unis ASA	Proposition C.E.I.
Refroidissement naturel (radiateurs)	IN	ON	S	OA	ONAN
Ventilation forcée (radiateurs avec ventilateurs)	IV	OB	F	FA	ONAF
Refroidissement naturel/ventilation forcée avec circulation forcée de l'huile (radiateurs, ventilateurs et pompe à huile)	IFV	ON/OFB	S/FU	OA/FOA	ONAN/OFAF
Circulation forcée de l'huile avec réfrigérant à air et pompe à huile	IFA	OFB	FU	FOA	OFAF
Circulation forcée de l'huile avec réfrigérant à eau et pompe à huile	IFE	OFW	WU	FOW	OFWF

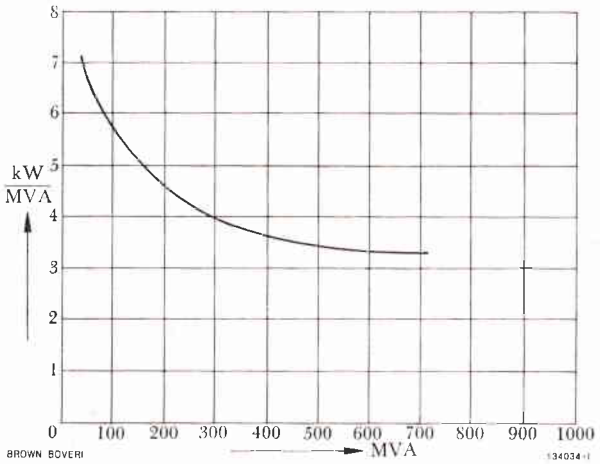


Fig. 3. – Courbe des pertes totales, à la charge nominale, des transformateurs à deux enroulements, en fonction de la puissance

$$\text{Hypothèse: } \frac{\text{pertes dans le fer}}{\text{pertes dans le cuivre}} \approx \frac{1}{4}$$

Cette courbe est utile pour le dimensionnement du réfrigérant.

Les débits d'huile, d'air et d'eau nécessaires pour assurer un refroidissement normal peuvent être déterminés à l'aide des données suivantes, rapportées aux pertes:

Refroidissement forcé:

circulation d'huile	6 l par kW et par min
circulation d'eau	1 l par kW et par min
circulation d'air	2 à 3,5 m³ par kW et par min

Refroidissement naturel:

débit d'air	4 à 5 m³ par kW et par min

La figure 3 indique la valeur des pertes totales des grands transformateurs, au régime nominal.

Refroidissement naturel

L'essentiel de ce qui devait se dire au sujet du refroidissement naturel se trouve au début de l'article. Remarquons cependant qu'un état d'équilibre s'établit dans le circuit de circulation entre la poussée due aux différences de densité et la résistance hydrodynamique des passages, de sorte que la vitesse de circulation de l'huile dans les enroulements ne dépasse guère quelques centimètres par seconde. Pour une série de transformateurs de même construction, on obtient un diagramme des températures typique de cette construction. Le refroidissement naturel est caractérisé par le fait que l'élévation de la température de l'huile dans les enroulements est plus grande que la chute de température dans les radiateurs.

Un essai d'échauffement effectué sur le grand transformateur de la figure 4 a donné le diagramme des températures de la figure 5.

Les valeurs garanties étaient:

échauffement de l'huile au niveau le plus haut 45 °C
échauffement des enroulements 55 °C

Le diagramme permet de constater que le système de refroidissement avait été très bien dimensionné. La température du point le plus chaud des enroulements est supérieure de 10,5 °C à la température moyenne du cuivre.

Parmi les différents modes de refroidissement, c'est le refroidissement naturel qui est le plus simple. Il présente en outre un haut degré de sécurité. Cependant, dans les très grands transformateurs dont les pertes représentent une puissance assez considérable, de grandes quantités d'huile doivent parcourir des circuits relativement longs. Il faut donc ménager dans les enroulements de larges canaux qui augmentent le volume de tout le transformateur. D'autre

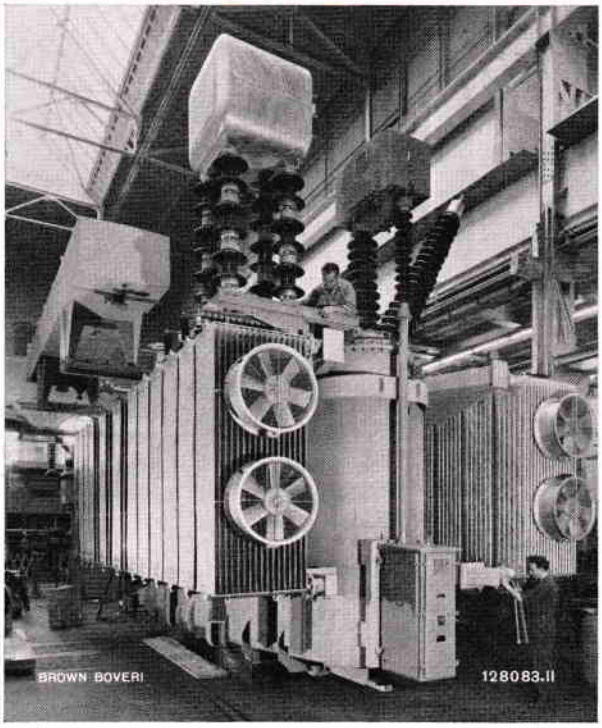


Fig. 4. – Transformateur triphasé à trois enroulements, à tension réglable, avec radiateurs ventilés

Puissances: 75/75/25 MVA

Tensions: $\frac{253 \text{ à } 198 \text{ kV } (15 \times 3{,}67)}{70 \text{ kV}/11 \text{ kV}}$

Destination:
Lower Egypt Project of Central Ministry of Public Works, Le Caire

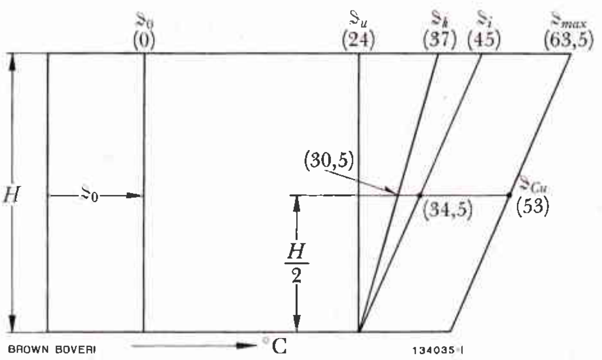


Fig. 5. – Diagramme des températures du transformateur de la figure 4, dressé d'après l'essai d'échauffement

Toutes les valeurs numériques indiquent des échauffements en °C au-dessus de la température ϑ_0 de l'air ambiant. Les symboles sont les mêmes que dans la figure 2.

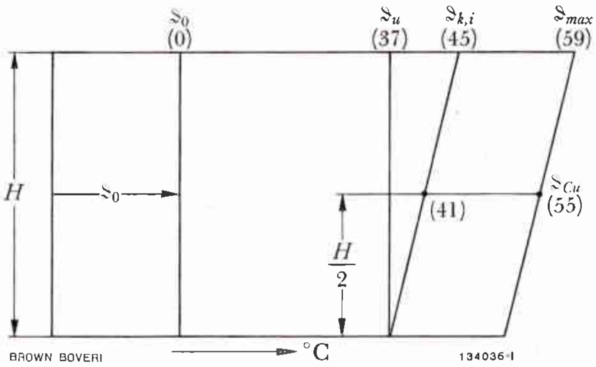


Fig. 6. – Diagramme des températures d'un transformateur avec circulation forcée de l'huile dans les enroulements et utilisation optimale des échauffements garantis

Mêmes symboles que dans la figure 2. Les valeurs numériques indiquent des échauffements en °C au-dessus de la température du fluide de refroidissement.

part, les radiateurs deviennent aussi très volumineux et coûteux, de sorte que le refroidissement naturel, même à l'aide de radiateurs ventilés, ne peut guère s'appliquer pour des puissances triphasées dépassant 100 MVA.

Circulation forcée de l'huile dans les enroulements

Ce moyen d'améliorer le refroidissement est intéressant dans tous les cas où il existe des pompes activant la circulation de l'huile dans les radiateurs.

Si par exemple le transformateur de la figure 4 avait été exécuté avec des guides assurant une circulation forcée de l'huile dans les enroulements, il aurait été possible, par une utilisation optimale des marges de température garanties, d'obtenir le diagramme des températures de la figure 6. Dans ce cas, l'élévation de la température dans les enroulements serait égale à la chute de température dans les radiateurs.

Le gain que procure la circulation forcée de l'huile dans les enroulements ressort de l'examen du tableau II ci-dessous. La température de l'huile, à l'entrée des radiateurs, est de 8 °C plus élevée et l'échauffement du point le plus chaud de l'enroulement est de 4,5 °C plus faible. Si le cahier des charges avait autorisé une température de l'huile, au niveau le plus élevé, supérieure à 45 °C, on aurait pu obtenir un gain supplémentaire sur la puissance dissipée par les radiateurs en diminuant la différence de température cuivre–huile $\Delta\vartheta$.

On peut donc, grâce au refroidissement forcé des enroulements, faire une économie sur les radiateurs ou sur les enroulements et abaisser en même temps la température du point le plus chaud de l'enroulement. L'économie faite sur les enroulements ne se traduit pas seulement par une amélioration de l'utilisation de l'espace affecté à ces enroulements, mais elle permet une disposition plus compacte qui améliore la tenue aux courts-circuits, avantage très apprécié surtout dans les transformateurs de puissance limite.

TABLEAU II

Comparaison des échauffements, en °C, dans deux transformateurs, l'un avec refroidissement naturel, l'autre avec circulation forcée de l'huile dans les enroulements

	Huile au niveau supérieur	Huile à l'entrée du radiateur	Huile à la sortie du radiateur	Huile à mi-hauteur	Point le plus chaud de l'enroulement
Refroidissement naturel	45	37	24	30,5	63,5
Refroidissement forcé	45	45	37	41	59

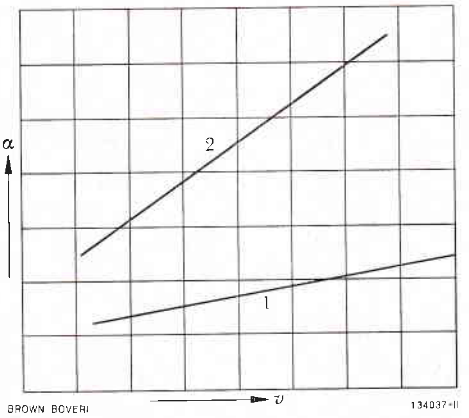


Fig. 7. – Comparaison des coefficients α de transmission de la chaleur dans deux enroulements, avec circulation forcée de l'huile dans les enroulements, en fonction de la vitesse moyenne v de l'huile

1 = enroulement en couches 2 = enroulement en galettes

Tout cela découle d'une augmentation du coefficient de transmission de la chaleur à l'intérieur des enroulements. La figure 7 permet de comparer les valeurs mesurées de ce coefficient dans deux enroulements; on constate que, dans cet essai, le coefficient est plus élevé pour l'enroulement en galettes que pour l'enroulement en couches. Ce mode de refroidissement entraîne naturellement un supplément de prix pour l'adjonction de canaux de guidage de l'huile. Le point le plus délicat consiste dans la répartition correcte de l'huile dans les divers enroulements et dans le circuit magnétique (fig. 8). Ce problème a été étudié très soigneusement et des essais ont été effectués à l'aide de maquettes.

Les résultats de ces études et essais nous ont permis de construire des transformateurs avec circulation forcée de l'huile dans les enroulements, qui présentent le même degré de sécurité que les transformateurs à refroidissement naturel.

Il est intéressant de noter que la puissance supplémentaire absorbée par les pompes refoulant l'huile à travers les enroulements et le circuit magnétique est très faible. La résistance à l'écoulement a pu être réduite au point que le transformateur de la figure 9, par exemple, pourrait encore fonctionner à pleine charge durant 30 minutes, en cas de panne des pompes, avant que la température maximale admissible

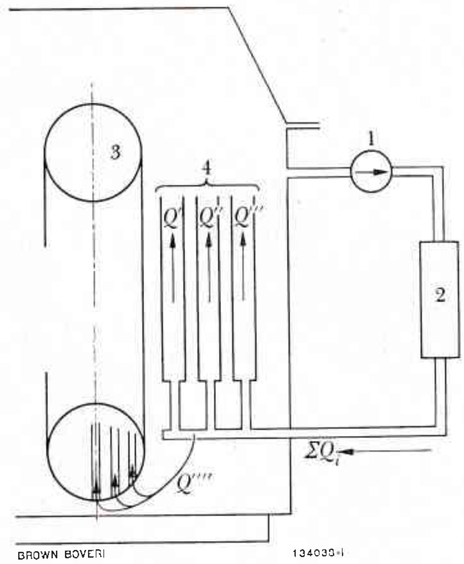


Fig. 8. – Schéma des circuits de l'huile avec circulation forcée de l'huile dans les enroulements

1 = pompe à huile
2 = réfrigérant
3 = circuit magnétique
4 = enroulements
ΣQ_i = débit total d'huile

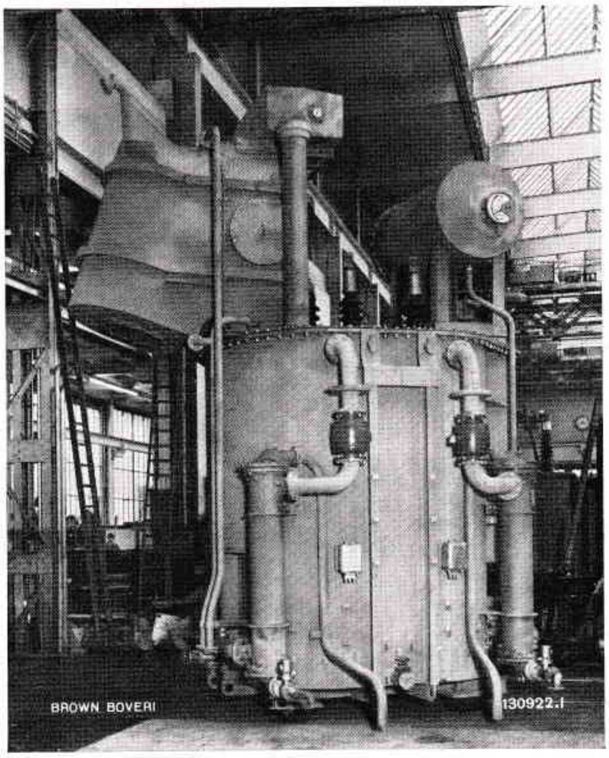


Fig. 9. – Transformateur monophasé avec boîte d'arrivée de câble à 220 kV et réfrigérants à eau

On a profité de la présence des pompes à huile pour appliquer la circulation forcée de l'huile dans les enroulements.

85 000:3 kVA (243–235–227): $\sqrt{3}$ kV/12,5 kV

Destination:

Centrale de Huinco de la Lima Light & Power Co., Pérou.

pendant un court instant ne soit atteinte. La circulation naturelle de l'huile qui s'établit est donc suffisante pour qu'on ait largement le temps de mettre le transformateur hors service.

(P.H.) J. DOBŠA

Bibliographie

[1] R. LANGLOIS-BERTHELOT: Eléments affectant la performance thermique des enroulements des transformateurs immergés dans l'huile. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1962, t. II, rapp. n° 135, 22 p.

[2] R. LANGLOIS-BERTHELOT: Transformers and Generators for Power Systems. Un vol. éd. chez MacDonald, Londres, 1960.

[3] Recommandations relatives à la classification des matières destinées à l'isolement des machines et appareils électriques en fonction de leur stabilité thermique en service. Publication C.E.I., n° 85 (1957).

[4] Recommandations de la C.E.I. pour les transformateurs de puissance. Publication C.E.I., n° 76 (1955).

[5] Règles pour les transformateurs. Publ. de l'Ass. suisse Elect., n° 0189, 1956.

Les réactances homopolaires des transformateurs et bobines d'inductance

621.314.21.011.23
621.318.43.011.23

Lors de l'étude d'un projet de réseau à haute tension, les valeurs supputées des réactances homopolaires jouent un rôle important. L'auteur, M. CHRISTOFFEL, montre, en se fondant sur des résultats de mesures et sur des considérations théoriques, que dans les transformateurs et bobines d'inductance triphasés du type à colonnes, ces réactances sont en général notablement inférieures aux réactances directes correspondantes. Ce fait est favorable en ce qui concerne les surtensions apparaissant lors d'un service déséquilibré, mais il peut être la cause de courants de court-circuit plus élevés.

Introduction et discussion des résultats d'un essai

On sait que le système des composantes symétriques peut faciliter beaucoup l'étude des phénomènes qui se produisent dans les réseaux triphasés. Dans un système triphasé équilibré, seules les impédances directes jouent un rôle. Dès que survient un incident entraînant un déséquilibre, comme un défaut entre une phase et la terre ou des surtensions stationnaires d'une phase, la perturbation est fortement influencée par les impédances homopolaires du réseau. C'est pourquoi il importe, lorsqu'on établit le projet de postes à haute tension, de connaître ces impédances. Le fait que les réactances homopolaires des transformateurs peuvent être très différentes des réactances directes correspondantes est assez peu connu. C'est ce qui nous a incités à exposer ici les résultats d'un essai et les conséquences qui peuvent en être déduites.

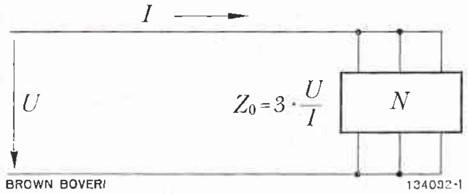


Fig. 1. – Schéma servant à la définition de l'impédance homopolaire Z_0 d'une partie de réseau N (par exemple un transformateur)

La définition de l'impédance homopolaire d'une partie de réseau ressort clairement de la figure 1. Cette impédance est égale à trois fois l'impédance mesurée lorsqu'on applique une tension U entre les trois bornes de phase réunies et le point neutre (terre) (voir aussi [1][1]). Il est évident que la notion d'impédance homopolaire n'a de sens, en pratique, que si le point neutre est sorti et relié au conducteur neutre (la terre). Dans le cas contraire, on ne mesure qu'une grande réactance capacitive. Dans un transformateur triphasé de construction classique à trois colonnes, il existe un couplage magnétique relativement étroit entre les enroulements des trois phases. Dans le cas où ces trois enroulements sont alimentés par la même source de courant, le flux homopolaire, contrairement à ce qui se passe dans un transformateur cuirassé, doit se fermer d'une des culasses à l'autre à travers l'air et éventuellement à travers la cuve du transformateur.

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, page 842.

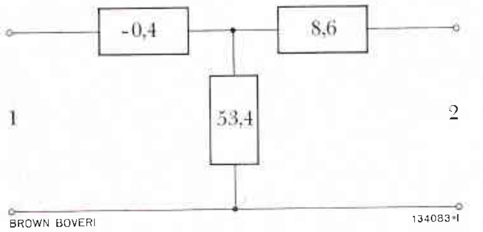


Fig. 2. – Système homopolaire d'un transformateur à deux enroulements, de 25 MVA, couplage Yy0

1 = enroulement haute tension
2 = enroulement basse tension

Parmi le grand nombre des résultats d'essais dont nous disposions, nous avons choisi un exemple typique que nous allons discuter. Il s'agit d'un transformateur triphasé ayant les caractéristiques suivantes:

puissance nominale: 25 MVA,
enroulement haute tension: 58,08 à 44,88 kV, couplage en étoile,
enroulement basse tension: 18 kV, couplage en étoile.

Il est entendu qu'il ne sera question que des réactances dans ce qui suit. Même si en général, les résistances sont plus grandes dans le système homopolaire que dans le système direct, elles ne jouent qu'un rôle négligeable en ce qui concerne la valeur de l'impédance.

Nous utiliserons les symboles suivants:

x = réactance exprimée en % de la réactance nominale par phase (réactance nominale = tension nominale par phase divisée par le courant nominal)
1 = enroulement haute tension
2 = enroulement basse tension
d = système direct
0 = système homopolaire

Résultats des mesures:

a) à vide sous une tension égale à environ 8 % de la valeur nominale
$x_{10} = 53$ %
$x_{20} = 62$ %

b) en court-circuit
$x_{120} = 7{,}0$ %
$x_{210} = 8{,}2$ %

Nous avons en outre déterminé de la manière usuelle l'impédance de court-circuit triphasée, à savoir: $x_{12d} = x_{21d} = 8{,}2$ %.

Il ressort de ces résultats que les réactances homopolaires de l'enroulement à haute tension 1, qui est à l'extérieur, sont plus petites que celles de l'enroulement 2 à basse tension, aussi bien à vide qu'en court-circuit. Il semble que l'on puisse expliquer ce fait en admettant que la cuve agit comme un enroulement en court-circuit qui entoure l'ensemble des trois colonnes. Lorsqu'on alimente l'enroulement 1, on se trouve en face d'une disposition concentrique double des enroulements, pour laquelle la réactance est plus faible que lors de l'alimentation de l'enroulement 2. Dans ce dernier cas, la cuve est pratiquement séparée par l'enroulement 1 en court-circuit formant écran. En réalité, la mesure des courants a montré que lors de l'alimentation de l'enroulement 2, les courants sont, comme d'habitude, inversement proportionnels au nombre de spires, tandis que lors de l'alimentation de l'enroulement 1, les ampères-tours de l'enroulement 2 sont plus petits que ceux de l'enroulement 1.

La figure 2 montre le système homopolaire du transformateur, donné par les résultats de mesures. La réactance de la branche supérieure de gauche est faible en valeur absolue, mais elle est négative, fait qui, on le sait, apparaît également dans le schéma équivalent des transformateurs à trois enroulements. La somme des réactances des deux branches horizontales est égale à l'impédance de court-circuit du système direct, comme on pouvait s'y attendre.

Nous allons maintenant appliquer les connaissances ainsi acquises à divers types de transformateurs triphasés et faire des comparaisons avec d'autres résultats d'essai.

Transformateurs à deux enroulements sans enroulement en triangle

Dans ce cas, le système homopolaire peut être représenté par un schéma équivalent construit, en principe, de la même manière que le schéma équivalent de Steinmetz du système direct. Cela ressort de ce que nous avons dit de l'exemple traité dans le chapitre précédent et de la figure 2. La principale différence réside dans la valeur de la réactance de la branche verticale. Cette dernière représente la réactance à vide dans le système direct. Cette réactance dépend beaucoup de la tension et sa valeur, lors de l'alimentation à la tension nominale, est de l'ordre de grandeur de 100 × 100 = 10 000 %, ce qui correspond à 1 % du courant à vide. Dans le système homopolaire, cette réactance varie aussi avec la tension, mais dans une mesure beaucoup moins grande. Sa valeur est de l'ordre de 50 à 100 %.

On peut trouver dans la littérature [2, 3] des indications sur l'inductance homopolaire L_0 d'un transformateur avec enroulement secondaire ouvert. On a essayé de calculer L_0 comme l'inductance d'une bobine à noyau sans culasse et d'introduire le diamètre D de la colonne ou la longueur totale l des culasses horizontales comme dimension géométrique déterminante. Nous avons déjà laissé entendre, dans le chapitre précédent, que l'inductance homopolaire diminue lorsque la partie active du transformateur est introduite dans la cuve. L'influence de cette cuve est due à deux causes. D'une part, la cuve offre un chemin au passage du flux homopolaire de l'une des culasses à l'autre et tend ainsi à augmenter les réactances. L'expérience a en effet montré que dans un transformateur dont la cuve a été masquée par des écrans magnétiques pour réduire les pertes en charge, les réactances homopolaires sont plus grandes qu'en l'absence des écrans. D'autre part, un courant opposé au courant d'excitation peut prendre naissance dans la cuve qui forme comme une spire en court-circuit embrassant l'ensemble des trois colonnes, comme le montre schématiquement la figure 3. Ce courant a pour effet de réduire les réactances. Dans les grands transformateurs, ce second effet est prépondérant. Normalement, la réactance homopolaire diminue de moitié lorsqu'on introduit les enroulements dans la cuve.

On peut, pour le calcul de l'inductance homopolaire L_0, appliquer la formule approchée:

$$L_0 \approx 2\,\mu_0\,N^2 D \qquad [\mathrm{H}]$$

où $\mu_0 = 0{,}4\,\pi \cdot 10^{-6}\ \mathrm{Hm^{-1}}$
N = nombre de spires
D = diamètre d'une colonne [m]

Si l'on adopte les valeurs usuelles aujourd'hui du coefficient d'utilisation de la surface du cercle circonscrit au noyau et de l'induction, on peut tirer de la formule ci-dessus une autre formule approchée pour le calcul de la réactance homopolaire:

$$x_0 \approx 1{,}1\,\frac{P_n \cdot 10^{-6}}{\omega\,D^3} \cdot 100\,\%$$

où P_n = puissance nominale en triphasé [VA]
ω = pulsation [s^{-1}]
D = diamètre des colonnes [m]

Pour l'exemple que nous avons examiné, on avait $P_n = 25 \cdot 10^6$, $\omega = 314$, $D = 0{,}55$ et la formule donne

$$x_0 \approx 53\ \%$$

Cette valeur correspond à celle que l'on a mesurée en alimentant l'enroulement extérieur, tandis qu'en alimentant l'enroulement intérieur, on a obtenu 62 %.

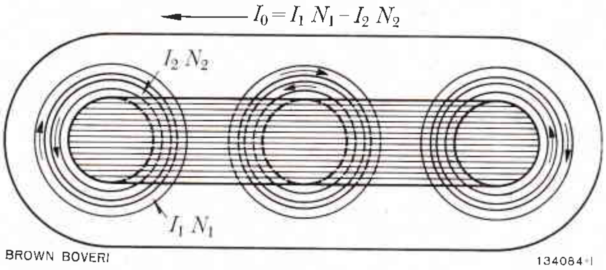


Fig. 3. – Schéma illustrant la réduction des réactances par la cuve du transformateur

On ne peut naturellement pas attendre une grande précision des formules précédentes. Outre le diamètre des colonnes, le diamètre moyen des spires et les dimensions de la cuve exercent aussi une influence.

A part cela, les mesures montrent (voir aussi [4]) que la réactance x_0 varie avec la tension et qu'elle diminue déjà aux tensions relativement faibles et tend vers une valeur constante. Cette influence est due à un phénomène de saturation apparaissant dans des pièces métalliques situées hors du circuit magnétique proprement dit.

D'après une loi générale connue et valable pour toutes les machines électriques et pour les transformateurs, la puissance nominale croît à peu près proportionnellement à la quatrième puissance du diamètre des noyaux. De la formule donnée plus haut, on peut donc déduire que la réactance homopolaire x_0 a une tendance à augmenter lentement lorsque la puissance nominale du transformateur croît. Mais il apparaît que dans la gamme des valeurs supérieures à 10 MVA, la puissance nominale, pour diverses raisons (gabarit admissible pour le transport, valeurs imposées des tensions de court-circuit), augmente moins rapidement que la quatrième puissance du diamètre des noyaux. Il s'ensuit que pour ces puissances, la réactance homopolaire varie assez peu et est toujours comprise entre 50 et 100 %.

Il faut donc retenir, comme principale conclusion de ce chapitre, que dans les transformateurs triphasés du type à colonnes, même sans enroulement en triangle, la réactance homopolaire est plus faible que la réactance directe.

Transformateurs à deux enroulements en couplage étoile/triangle

Nous n'examinerons que le cas où l'enroulement extérieur, à haute tension, est couplé en étoile et l'enroulement intérieur, à basse tension, en triangle. Lorsque l'enroulement en triangle est alimenté sous la tension homopolaire, la réactance homopolaire

est infinie, sauf si la réactance capacitive est grande. Lorsque c'est l'enroulement en étoile qui est alimenté, le courant peut apparaître dans l'enroulement en triangle avec sa pleine valeur. Le transformateur se comporte comme s'il était en court-circuit, que l'enroulement en triangle alimente une charge ou non. Dans l'exemple du premier chapitre, on a vu que la réactance homopolaire de l'enroulement extérieur s'élevait à 7,0 %, c'est-à-dire à 85 % de la réactance directe en court-circuit (8,2 %). Ce fait peut du reste être constaté dans tous les cas. Nous donnons dans le tableau ci-dessous les résultats de mesures faites sur douze transformateurs. On voit que la réactance homopolaire peut tomber jusqu'à 80 % de la réactance directe correspondante, et même moins. Il faut tenir compte de ce résultat, suivant les circonstances, si l'on désire calculer les courants de court-circuit pouvant apparaître en cas de défauts asymétriques.

Réactances homopolaires et directes mesurées sur des transformateurs triphasés en couplage étoile/triangle

Puissance MVA	Réact. directe x_1 en %	Réact. directe x_0 en %	$\frac{x_0}{x_1}$
2,5	7,9	7,6	0,96
5,0	5,8	5,3	0,92
6,4	6,7	6,3	0,95
8,0	8,2	7,1	0,87
10,5	10,5	9,8	0,93
13,5	7,9	6,9	0,87
16,3	8,8	7,6	0,86
25	13,0	10,8	0,83
37,5	9,1	7,7	0,84
50	10,4	9,2	0,88
58	10,1	8,5	0,84
70	12,5	9,9	0,79

Transformateurs à trois enroulements et autotransformateurs

Dans la plupart des cas, les enroulements principaux des transformateurs destinés à l'interconnexion de deux réseaux à haute tension sont couplés en étoile. En outre, presque toujours, ces transformateurs sont munis d'un troisième enroulement en triangle construit pour une tension et une puissance plus faibles.

Cet enroulement tertiaire est destiné à être raccordé à un système de compensation ou à alimenter un réseau local. Quelquefois, son but se limite à agir comme enroulement dit de compensation.

On sait qu'en négligeant les très grandes réactances à vide, il est possible, pour le système direct d'un tel transformateur, de dresser un schéma équivalent comprenant trois grandeurs dont les valeurs sont déterminées par les réactances de court-circuit (voir aussi l'exemple suivant).

De nouveau, la notion d'impédance homopolaire n'a un sens, en pratique, que lors de l'alimentation de l'un des enroulements en étoile. En première approximation, on peut obtenir, pour le système homopolaire, un schéma équivalent en reprenant les valeurs du schéma du système direct, mais en considérant l'enroulement tertiaire comme fermé en permanence en court-circuit (voir par ex. [5]). Il ressort de ce qui a été dit précédemment, qu'en réalité les valeurs relatives au système homopolaire peuvent être notablement plus faibles que celles qui se rapportent au système direct.

Nous allons examiner cet état de choses en nous servant d'un exemple typique. Considerons le transformateur à trois enroulements dont les caractéristiques sont données dans la légende de la figure 4 et dans lequel on a une disposition concentrique multiple des enroulements. Nous avons effectué sur ce transformateur de très nombreuses mesures des réactances directes et homopolaires, pour trois positions différentes du commutateur de prises. Les schémas équivalents établis d'après ces mesures sont donnés dans les colonnes a et b de la figure 4.

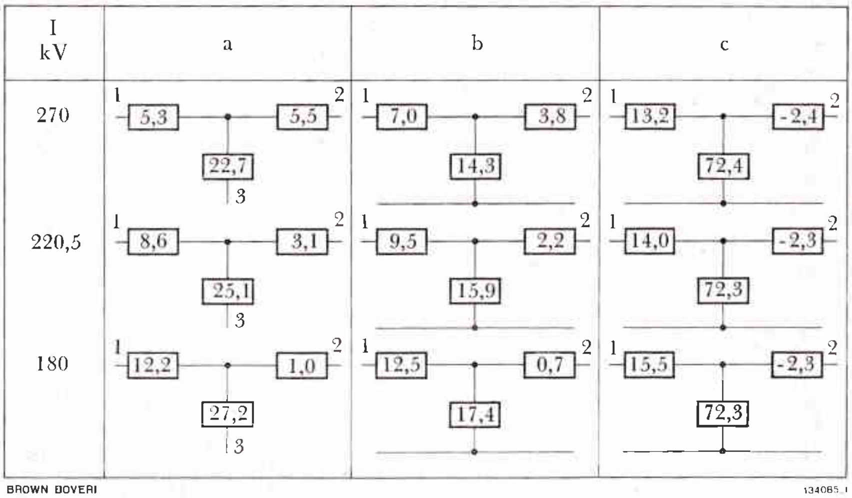
On constate que les grandeurs du système homopolaire sont notablement plus petites que celles du système direct. C'est ainsi, par exemple, que pour la position du commutateur correspondant à 270 kV, la tension de court-circuit entre les enroulements haute tension (HT) et basse tension (BT) est égale à 5,3 + 22,7 = 28,0 % et que la réactance homopolaire vue du côté HT, l'enroulement moyenne tension (MT) étant ouvert, est égale à 7,0 + 14,3 = 21,3 %, soit à 76 % seulement de la grandeur correspondante du système direct. Pour la même position du commutateur, la tension de court-circuit pour les enroulements MT et BT s'élève à 5,5 + 22,7 = 28,2 % et la réactance homopolaire vue du côté MT avec enroulement HT ouvert, à 3,8 + 14,3 = 18,1 %, ce qui ne représente que 64 % de la valeur correspondante du système direct.

Nous avons été tout naturellement conduits à nous demander ce que deviendraient les grandeurs du système homopolaire s'il n'y avait pas d'enroulement couplé en triangle, ou, ce qui revient au même, si le triangle était ouvert. La réponse à cette question se trouve dans la colonne c de la figure 4. Comme nous n'avons pas été en mesure d'obtenir des résultats complets, nous avons dû calculer quelques valeurs à l'aide de formules approchées, de sorte que

Fig. 4. – Schéma équivalent d'un transformateur à trois enroulements, de 63 MVA, 270 à 180/110/11 kV, couplage étoile/étoile/triangle

Toutes les valeurs indiquent des centièmes de l'impédance nominale par phase (puissance de référence 63 MVA, en triphasé).

1 = haute tension
2 = moyenne tension
3 = basse tension
I = position du commutateur (sur enroulement haute tension)
a: système direct
b: système homopolaire avec enroulement en triangle fermé
c: système homopolaire avec enroulement en triangle ouvert



les valeurs données ne sont pas très sûres. Comme on peut s'y attendre, après la lecture des chapitres précédents, les réactances homopolaires, en l'absence d'un enroulement en triangle, ne sont pas extraordinairement grandes. Ainsi, pour la position du commutateur correspondant à 270 kV, la réactance homopolaire vue du côté HT, avec enroulement MT ouvert, s'élève à environ 85 %, c'est-à-dire à trois fois la tension de court-circuit pour les enroulements HT et BT donnée dans la colonne a, qui est égale à 28 %. Ces valeurs sont typiques et l'on peut se demander s'il ne serait pas possible de renoncer, plus souvent qu'on ne le fait actuellement, à un enroulement de compensation.

Dans les autotransformateurs, on rencontre des conditions tout à fait semblables (voir aussi [5]). Il est également possible dans de nombreux cas, de renoncer à un enroulement de compensation, comme l'a d'ailleurs déjà fait remarquer l'auteur de l'étude [6], il y a quelques années. Dans une publication plus récente [7], un autre auteur a affirmé, ce qui a semblé surprenant, qu'il était apparu lors de l'étude de l'interconnexion, au moyen d'autotransformateurs, d'un réseau à 345 kV et d'un réseau urbain à 138 kV, qu'un enroulement de compensation présenterait plus d'inconvénients que d'avantages. Il avait admis, il est vrai, que les réactances homopolaires étaient faibles dans les deux réseaux, indépendamment l'un de l'autre.

Bobines de compensation

Les longues lignes à très haute tension sont équipées de plus en plus fréquemment de bobines d'inductance destinées à la compensation des courants de charge et à la réduction des surtensions stationnaires. Lors de l'examen de différents cas de manœuvres (voir [8]), on a pu constater que dans certaines circonstances, les surtensions apparaissant au moment de la suppression subite de la charge à l'extrémité de la ligne affectée d'un défaut à la terre monophasé, peuvent être plus grandes qu'en l'absence de défaut. On avait admis, dans cet examen, que la réactance homopolaire de la bobine d'inductance est à peu près égale à la réactance directe. Cette hypothèse correspond également à la réalité lorsqu'on utilise un groupe de trois bobines monophasées ou une bobine triphasée du type cuirassé. Dans les bobines Brown Boveri de construction usuelle avec noyaux à tôles radiales et une série d'entrefers répartis le long de ces noyaux, les conditions relatives aux unités triphasées sont différentes. Les mesures que nous avons faites ont montré qu'avec cette exécution, la réactance homopolaire ne s'élève qu'à 50 % environ de la réactance directe. Ce fait suffit pour que, dans tous les cas pouvant se présenter, les surtensions à la fréquence de service apparaissant lors d'un délestage de la ligne en présence d'un défaut entre une phase et la terre soient maintenues au niveau atteint lorsqu'il n'y a pas de défaut.

Conclusions

Il a été montré que le transformateur triphasé classique à trois colonnes a, en ce qui concerne les réactances homopolaires, des propriétés particulières, différentes de celles des transformateurs d'autres exécutions (transformateurs cuirassés, transformateurs à cinq colonnes, groupes de trois transformateurs monophasés). Les réactances homopolaires y sont toujours plus petites, parfois même beaucoup plus petites que les grandeurs correspondantes du système direct. Nous ne pouvons, dans le cadre du présent article, nous étendre sur toutes les conséquences découlant de cet état de faits. Nous pouvons

affirmer cependant que dans certains cas, en raison des faibles valeurs des réactances homopolaires, les surtensions stationnaires de manœuvre peuvent être limitées, mais qu'en revanche, il faut compter avec la possibilité d'apparition de courants de court-circuit plus élevés lors de défauts asymétriques.

Deux constatations faites au cours de cet article méritent d'être à nouveau relevées:

1° Pour les transformateurs destinés à l'interconnexion de réseaux et dont les enroulements principaux, séparés ou non (autotransformateurs) sont couplés en étoile, il paraît possible, suivant les caractéristiques des réseaux, de renoncer à un enroulement de compensation.

2° Le fait que dans les bobines de compensation triphasées du type à colonnes avec entrefers multiples répartis le long des noyaux, la réactance homopolaire ne s'élève qu'à environ 50 % de la réactance directe, entraîne une sensible réduction des surtensions apparaissant lors de délestage de la ligne en présence d'un défaut entre une phase et la terre.

(P. H.) M. Christoffel

Bibliographie

[1] Regeln für Transformatoren. Publication VDE 0532/1.59, § 17 A et 56 A.

[2] R. Küchler: Die Transformatoren. Edit. Springer, Berlin, 1956, p. 64/65.

[3] M. Vidmar: Die Transformatoren. 3e éd., 1956, Birkhäuser Verlag, Bâle, p. 116 et suiv.

[4] Fr. Cahen: Schématisation des transformateurs triphasés à flux forcés en régime homopolaire (discussion). *Bull. Soc. franç. Electr.*, 8e série, t. V (1964), n° 55, p. 457 et 458.

[5] K. Schlosser: Die Nullimpedanzen des Voll- und des Spartransformators. *BBC-Nachr.*, vol. 44 (1962), n° 2, p. 78 à 83.

[6] R.J. Kayser: Auto-transformateur d'interconnexion à haute tension. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1960, t. II, rapp. n° 119, 7 p.

[7] R.F. Brower et al.: Développement d'un réseau à 345 kV dans une région urbaine. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1964, t. III, rapp. n° 314, 20 p.

[8] J. Glavitsch: Surtensions à la fréquence de service pouvant apparaître sur les lignes à très haute tension. *Rev. Brown Boveri*, t. 51 (1964), n° 1/2, p. 21 à 32.

Une nouvelle série de changeurs de prises en charge pour transformateurs de grande puissance

621.316.543.3:621.314.21

Dans cet article, l'auteur, K. Bühler, décrit une nouvelle série de changeurs de prises en charge de construction normalisée permettant une grande variété d'exécution: changeurs de prises pouvant être insérés au point neutre ou du côté des bornes de phases, différents nombres d'échelons et couplages, diverses valeurs du courant nominal et de la tension. Particularités: construction du sélecteur de prises en résine synthétique moulée, excellentes propriétés mécaniques et diélectriques.

Au cours des dernières décennies, les puissances unitaires des transformateurs ont constamment augmenté et elles atteignent aujourd'hui jusqu'à 1000 MVA. Il en est d'ailleurs de même des tensions utilisées pour les lignes de transport de l'énergie électrique. Aussi est-il compréhensible que les changeurs de prises en charge Brown Boveri, du type L dont la conception date d'une trentaine d'années, ne satisfont plus dans tous les cas aux exigences actuelles, et tout spécialement lorsqu'on a affaire à des transformateurs de puissance et de tension très élevées, avec prises de réglage disposées près des bornes de phases. Nous avions du reste déjà construit, il y a quelques années, un certain nombre de changeurs de prises du type LB [1][1] pour de tels cas, mais il s'agissait d'une exécution spéciale qui ne constituait pas un appareil d'application générale.

Le changeur de prises avec commutateur à rupture et fermeture brusques, type LC, faisant l'objet du présent article, répond à toutes les exigences connues actuellement. Il est destiné à être incorporé aux transformateurs et sa conception, inspirée du jeu de construction, permet d'obtenir, à l'aide des mêmes pièces normalisées, un grand nombre de variantes et par conséquent de satisfaire aux désirs les plus divers, dans le cadre de ce qui est usuel, en ce qui concerne le nombre de pôles, la tension de service, l'intensité de courant, le nombre d'échelons et le mode de couplage.

Ces possibilités découlent du fait que pour chaque petit ensemble tel que la cuve du commutateur, le commutateur lui-même, le sélecteur de prises, le présélecteur et le dispositif de commande par moteur, on dispose d'un nombre limité d'exécutions pouvant être combinées à volonté. C'est ainsi que, bien que la demande en changeurs de prises pour grands transformateurs ne porte pas sur de très grands nombres et malgré la diversité des désirs des exploitants, on a rendu possible une construction économique et rationnelle en série.

Les diverses variantes d'exécution sont indiquées dans le tableau de la page 844.

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, page 848.

Particularités de la construction

La figure 1 montre un changeur de prises tripolaire sans présélecteur, isolé pour la pleine tension par rapport à la terre. L'appareil complet est fixé au couvercle de la cuve du transformateur par l'intermédiaire d'une bride disposée à sa partie supérieure et surmontée d'une tête comprenant le mécanisme d'entraînement à mouvement discontinu qui assure la succession correcte des manœuvres des contacts du sélecteur de prises et du commutateur. Celui-ci est logé dans une cuve cylindrique fixée à la tête de l'appareil par l'intermédiaire d'un tube isolant. Il baigne donc dans de l'huile qui est séparée de celle du transformateur et est muni de contacts débrochables qui permettent de le démonter facilement pour les revisions (fig. 2).

Le sélecteur de prises, suspendu à cette cuve, est exécuté en résine synthétique. Cela a permis de réduire notablement les dimensions sans affecter aucunement la tenue aux ondes de choc. Les connexions entre sélecteur et commutateur passent verticalement au centre et ne gênent donc pas les connexions entre le sélecteur et les enroulements du transformateur. Les sélecteurs de prises peuvent être livrés avec un nombre de montants isolants compris entre six et douze, selon le nombre de contacts et par conséquent d'échelons de réglage désiré. L'étendue de réglage du sélecteur peut être agrandie par adjonction d'un commutateur plus-ou-moins ou d'un présélecteur à un ou deux échelons. Dans l'exécution unipolaire,

Changeurs de prises en charge, tripolaire, type LCSF, et unipolaire, type LCPF

Tension max. de service (kV)	Tensions d'essai en kV: 50 Hz	Tensions d'essai en kV: Choc
36	70	170
72,5	140	325
123	230	550
170	325	750
245	460	1050
420 E	630	1425

Cour. nom. I_n (A)	Cour. max. de court-circuit I_c en kA: crête	I_c en kA: eff. 1s	Couplage de base	Nombre d'échelons: S	P		2 P	1 échelon: 50 Hz	1 échelon: Choc	S ou P: 50 Hz	S ou P: Choc	2 P ou S + P: 50 Hz	2 P ou S + P: Choc	S + 2 P: 50 Hz	S + 2 P: Choc	Tension d'échelon max. U_e en kV	Puissance max. par échelon[1] MVA
630	20	8	*E*	11	±11	22	34	30	200	100	400	180	450	200	500	5	5
				13	±13	26	40										
				15	±15	30	46										
				17	±17	34	52										
				19	±19	38	58										
				21	±21	42	64										
				23	±23	46	70										
1250	45	18	*E*	11	±11	22	34	40	200	150	600	250	650	300	750		
				13	±13	26	40										
				15	±15	30	46										
				17	±17	34	52										
				19	±19	38	58										
				21	±21	42	64										
				23	±23	46	70										
1250	45	18	*Z*	5	± 5	10	15	100	400	100	400	180	450	200	500		
				6	± 6	12	19										
				7	± 7	14	22										
				8	± 8	16	25										
				9	± 9	18	28										
				10	±10	20	31										
				11	±11	22	34										
2500	80	32	*Z*	5	± 5	10	16	150	600	150	600	250	650	300	750		
				6	± 6	12	19										
				7	± 7	14	22										
				8	± 8	16	25										
				9	± 9	18	28										
				10	±10	20	31										
				11	±11	22	34										

[1] La puissance par échelon est égale au produit du courant de service par la tension d'échelon U_e. Sa valeur maximale correspond au cas où la charge du transformateur atteint le double de la charge nominale.

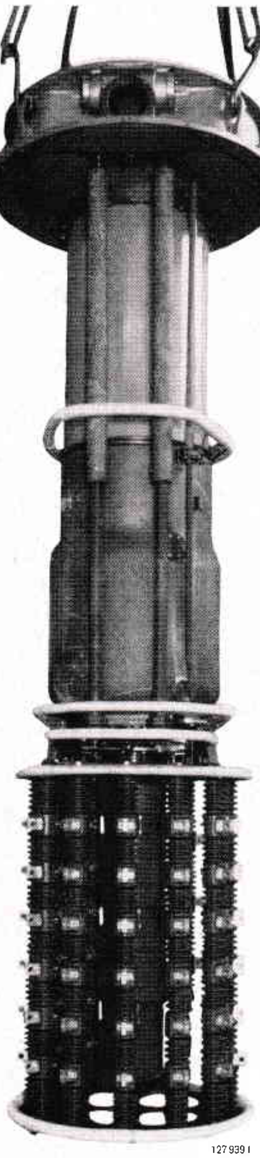


Fig. 1. – Changeur de prises en charge, tripolaire à incorporer, type LC, pour tension de service de 245 kV, isolé pour la pleine tension

Courant nominal 1250 A.

Nombre d'échelons 23, sans présélecteur.



Fig. 2. – Commutateur d'un changeur de prises tripolaire à 245 kV avec point neutre isolé pour la pleine tension, sorti de sa cuve

Cet ensemble débrochable comprend tous les contacts de commutation en charge, le mécanisme d'entraînement à ressort et les résistances.

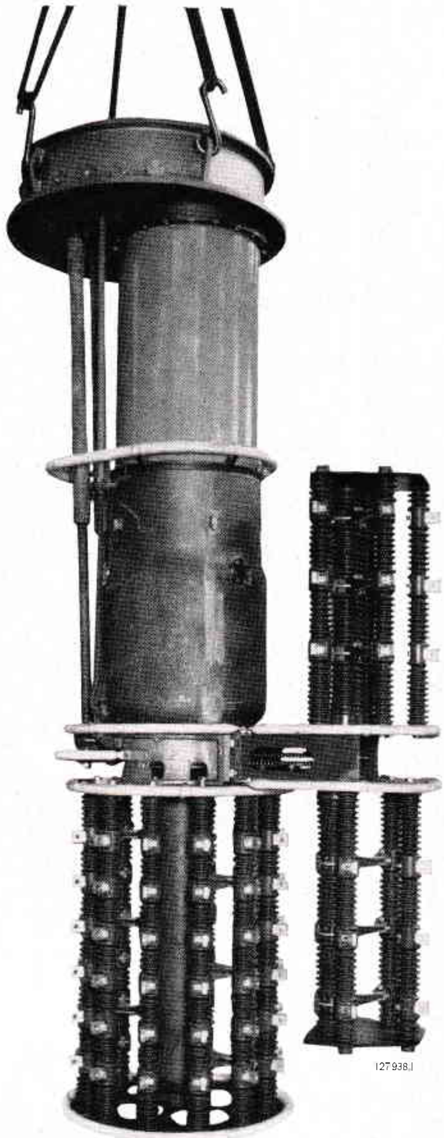


Fig. 3. – Changeur de prises en charge, tripolaire, type LC, isolé pour la pleine tension, avec présélecteur à deux échelons

Tension nominale	245 kV
Courant nominal	1250 A
Nombre d'échelons	70

cet élément additionnel est monté au-dessous du sélecteur tandis que dans l'exécution tripolaire, il est fixé sur le côté, pour réduire la hauteur totale, comme le montre la figure 3.

Comme ses prédécesseurs, ce changeur de prises est commandé par un dispositif à moteur (fig. 4) monté sur le côté de la cuve du transformateur et dont le mouvement est transmis par des arbres. Les organes de transmission comprennent un différentiel qui permet aussi la commande manuelle sans nécessiter un verrouillage entre les deux systèmes de commande. Le dispositif de commande par moteur constitue un

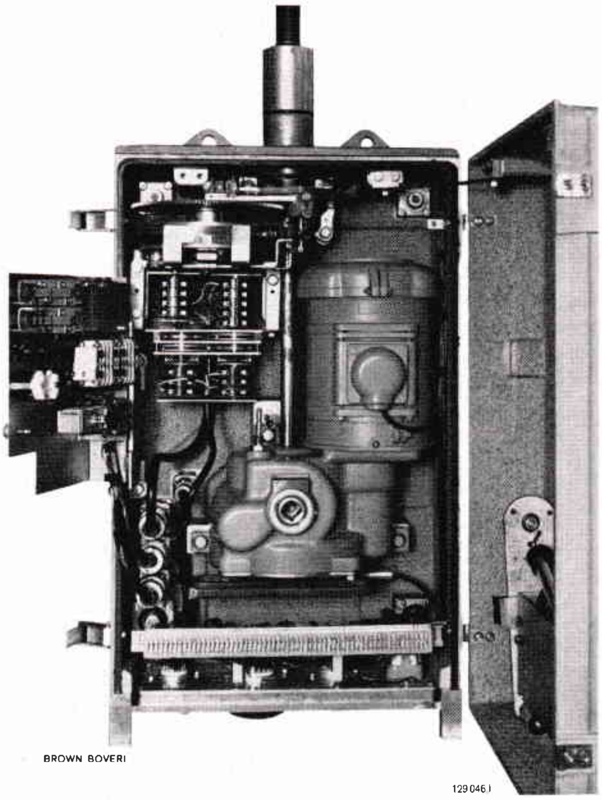


Fig. 4. – Dispositif de commande par moteur avec coffret étanche en alliage léger, pour montage extérieur, destiné à un changeur de prises, type LC, avec engrenage différentiel permettant la commande manuelle et par moteur, indicateur de position, appareils de signalisation et de télécommande

Ce dispositif peut être livré avec moteur stop à courant alternatif ou avec moteur à courant continu.

ensemble compact dont tous les éléments sont aisément accessibles et comprend tous les organes nécessaires pour la commande à distance et la signalisation.

Fonctionnement du changeur de prises et modes de couplage

Comme le courant de service passe en permanence dans le changeur de prises et ne doit jamais être interrompu, le sélecteur doit comprendre, pour chaque phase, deux séries de contacts fixes et deux séries de contacts mobiles qui sont déplacés alternativement par le mécanisme d'entraînement en accord avec les contacts du commutateur.

Il existe deux couplages de base possibles (fig. 5). Dans le couplage *E*, l'exécution du sélecteur correspond à celle du sélecteur de notre changeur de prises incorporé précédent, type LB [1], et des changeurs de prises connus d'autres constructeurs. C'est ce couplage qui, pour une grandeur donnée du sélecteur, permet le plus grand nombre d'échelons de réglage. Mais, comme le courant ne passe simultanément que dans la moitié des contacts mobiles du sélecteur, le courant maximal admissible est limité. L'autre couplage de base, désigné par *Z*, correspond plutôt à celui des changeurs de prises du type L utilisé jusqu'ici et dont le commutateur était disposé au-dessus du transformateur. Dans ce cas, le courant peut être deux fois plus grand, parce que, dans chaque phase, les deux contacts mobiles du sélecteur se trouvent sur le même contact fixe et sont tous deux traversés par le courant. Il s'ensuit que la tenue du changeur de prises au court-circuit est également meilleure. Comme le commutateur, de construction compacte, est sujet à l'encrassement sous l'effet des arcs de coupure, son isolation peut être inférieure à celle du sélecteur qui baigne dans l'huile de haute qualité du transformateur. C'est pourquoi l'on apprécie beaucoup le fait qu'avec ce couplage *Z*, le commutateur et les connexions qui le relient au sélecteur ne sont pas touchés par les tensions de choc pouvant atteindre l'enroulement de réglage et que, par conséquent, la tenue aux ondes de choc du changeur de prises n'est pas limitée par celle du commutateur.

Le couplage *E* et le processus de commutation qui lui est lié sont bien connus [1]. Dans le couplage *Z*, le jeu du sélecteur et du commutateur est tout différent. Au début d'une opération de changement de prises, les deux contacts mobiles du sélecteur d'une phase se trouvent sur les deux contacts fixes opposés qui sont reliés l'un à l'autre et le ressort actionnant le commutateur est à moitié tendu. Tout d'abord, le contact principal *H* à mouvement lent du commutateur est ouvert et l'un des deux contacts mobiles du sélecteur se trouve hors circuit. Le mécanisme d'entraînement fait passer ce contact mobile sur le contact fixe de l'échelon suivant, et tend en même temps complètement le ressort. Celui-ci fait alors fonctionner le commutateur et le courant de service est alors envoyé dans la nouvelle prise. Ce processus dure à peu près un dixième de seconde. Il commence par la mise en circuit, par le contact *V*, de la résistance de passage, et se poursuit par l'ouverture du contact *L*, par l'envoi du courant à travers la résistance et se termine par la fermeture du contact *L*, du côté de la nouvelle prise, et par la mise hors circuit de la résistance *R*. L'opération est en fait terminée, mais elle est complétée par l'amenée du second contact mobile du sélecteur sur la nouvelle prise, en même temps que le ressort est de nouveau tendu à moitié. Enfin, le contact principal *H* est refermé et les deux

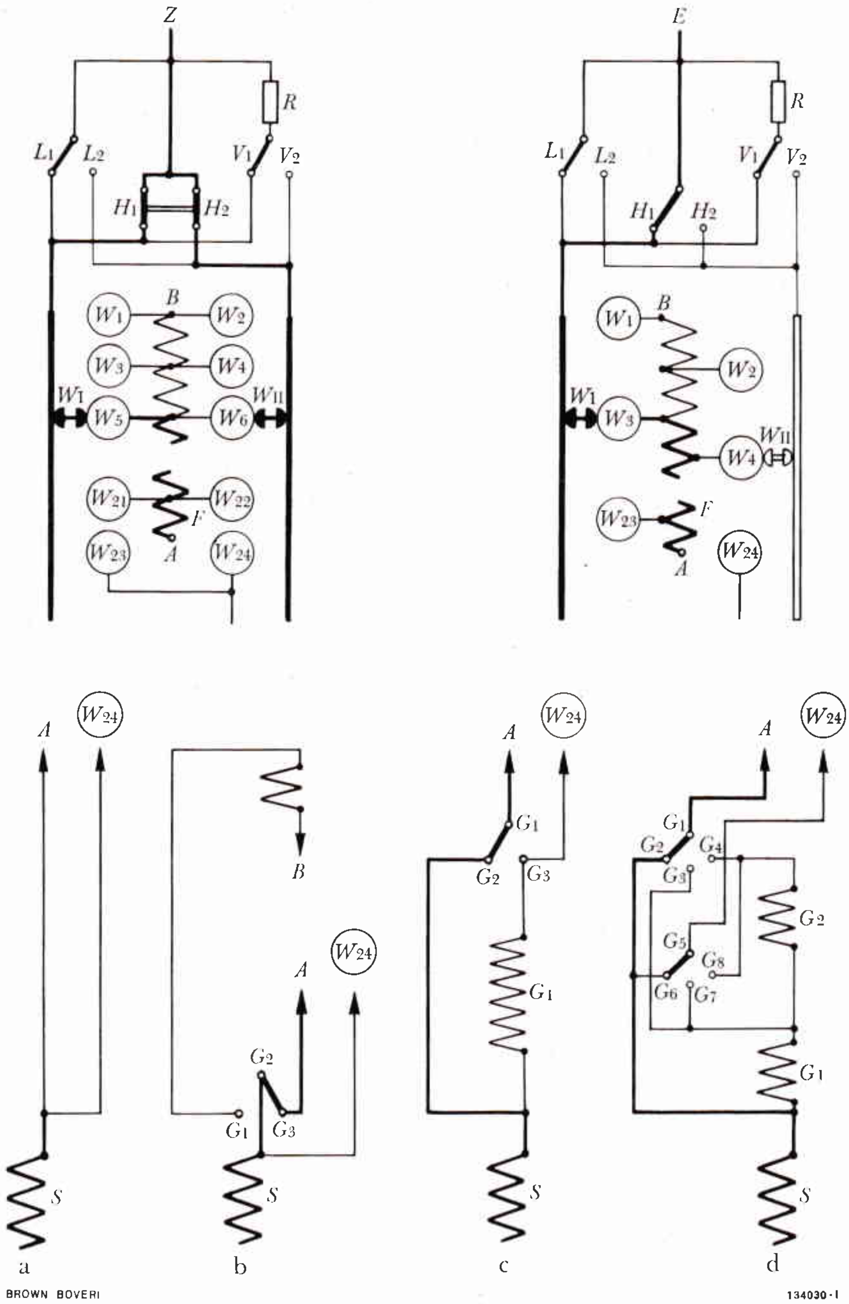


Fig. 5. – Schémas des connexions pour les couplages de base du changeur de prises en charge, type LC, et dispositifs destinés à augmenter l'étendue de réglage

Z = couplage de base avec passage du courant dans deux contacts en parallèle
E = couplage de base avec passage du courant dans un seul contact
b à d = schémas additionnels
a = montage sans présélecteur
b = montage avec présélecteur plus-ou-moins
c = montage avec présélecteur à un échelon
d = montage avec présélecteur à deux échelons

Commutateur
H = contacts principaux
V = contacts de résistance
L = contacts de coupure
R = résistance

Sélecteur
G = contacts du présélecteur
W_{I}, W_{II} = contacts mobiles du sélecteur
W_1 à W_{24} = contacts fixes du sélecteur

Enroulements
F = enroulement du sélecteur
G_1, G_2 = enroulements du présélecteur
S = enroulement sans prises

contacts du sélecteur sont de nouveau couplés en parallèle.

Lors de chaque passage d'une prise à l'autre, le contact de résistance V est toujours manœuvré avant le contact L du commutateur. Il suffit donc de deux contacts L par phase, tandis qu'il en fallait trois dans le changeur de prises du type L et même quatre avec un montage symétrique. Ces contacts sont logés dans des chambres d'extinction qui assurent la bonne exécution de la coupure même si la puissance en jeu est élevée et quel que soit l'instant de la période auquel se produit la séparation des contacts. Il a été possible de se passer de bobines divisant le courant.

Pour déterminer le pouvoir de coupure nécessaire du commutateur, on admet, pour les grands transformateurs, qu'un changement de prises doit encore se faire avec la même sécurité lorsque la charge du transformateur atteint deux fois la valeur nominale. Il faut cependant tenir compte du fait que le courant à couper I_A comprend, outre le courant de service, la composante circulant dans la résistance de passage. Si la coupure se fait avec un facteur de puissance

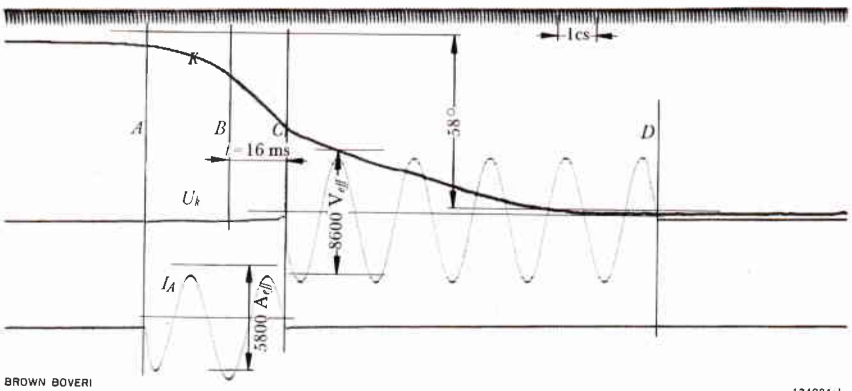


Fig. 6. – Oscillogramme d'un changement de prises avec puissance de coupure de 50 MVA

K = déplacement du système de contacts par le mécanisme à ressort
U_k = tension entre contacts du commutateur
I_A = courant coupé
t = durée d'arc
A = fermeture de l'interrupteur de l'installation d'essai
B = séparation des contacts du commutateur
C = extinction de l'arc
D = ouverture de l'interrupteur de l'installation

peu favorable, il est donné, dans le cas du double de la charge nominale et d'un dimensionnement usuel de la résistance, par la formule

$$I_A = 2\,I_n + \frac{U_e}{R} \approx 3\,I_n$$

où I_n est le courant nominal et U_e la tension d'échelon. La tension de rétablissement U_k entre contacts du commutateur est alors

$$U_k = U_e + 2\,I_n R \approx 3\,U_e$$

Si la valeur maximale admissible de la puissance par échelon et par phase $I_n\,U_e$ doit être égale à 5 MVA, le pouvoir de coupure $I_A\,U_k$ doit atteindre, pour une charge double de la valeur nominale, neuf fois cette valeur, soit 45 MVA.

L'oscillogramme de la figure 6 a été relevé sur le commutateur lors d'une opération de changement de prises effectuée avec succès et ayant mis en œuvre une puissance de 50 MVA.

Caractéristiques techniques

Les principales caractéristiques techniques du changeur de prises sont données dans le tableau de la page 844. Grâce à la construction du sélecteur en résine synthétique moulée, les tensions de tenue au choc 1/50 du changeur de prises ont des valeurs très élevées. La tension de tenue atteint par exemple 600 kV pour le sélecteur de prises ou pour un échelon, dans le couplage Z. Cet appareil a en outre plusieurs propriétés remarquables: possibilités de choisir un grand nombre d'échelons, courant nominal élevé puisqu'il peut atteindre 2500 A aussi bien en courant triphasé qu'en courant monophasé, tenue excellente au court-circuit. Pour une tension de service de 245 kV, le changeur de prises à 2500 A, peut être monté sur des transformateurs de puissance allant jusqu'à 1000 MVA. Cet appareil convient donc spécialement aux transformateurs actuels les plus puissants et aux transformateurs encore plus puissants dont on projette l'emploi.

Notre nouveau changeur de prises en charge satisfait aux conditions énumérées dans les recommandations de la C.E.I. [2]. Il va même au-delà au point de vue de l'endurance mécanique et a la même sécurité de service et la même durée de vie que les appareils précédents. Les premiers appareils de cette construction ont d'ailleurs été essayés avec succès dans les conditions de fonctionnement les plus dures.

(P. H.) K. Bühler

Bibliographie

[1] K. Bühler: Un nouveau commutateur à gradins, à incorporer, pour transformateurs de grande puissance. *Rev. Brown Boveri*, t. 48 (1961), n° 10, p. 554 à 561.

[2] Changeurs de prises en charge. Publication C.E.I., n° 214.

Transformateurs de grande puissance pour centrales électriques

621.314.21:621.311.2

Les puissances unitaires des transformateurs, destinés à être associés aux alternateurs des centrales électriques, augmentent constamment. L'auteur, H. SCHMID, indique les facteurs qui ont permis cette évolution et décrit quelques exemples intéressants de transformateurs de grande puissance construits par les entreprises du groupe Brown Boveri.

Introduction

Les progrès réalisés depuis quelques années dans la construction des transformateurs ont rendu possible un accroissement considérable de leur puissance unitaire. Ces progrès sont dus à divers facteurs que nous allons brièvement rappeler.

Avec l'introduction des tôles magnétiques à cristaux orientés, nous avons mis au point une construction des circuits magnétiques tenant compte des propriétés particulières de ces tôles et qui a permis de réduire notablement les pertes tout en adoptant des valeurs plus élevées de l'induction. On a pu d'autre part augmenter le coefficient d'utilisation de la surface des fenêtres grâce à des améliorations de l'isolation principale et à une diminution concomitante des distances entre enroulements. En outre, le fait que presque tous les réseaux à 110 kV et plus fonctionnent avec neutre relié directement à la terre a permis aussi une réduction des distances séparant les extrémités d'enroulement des culasses. Enfin, un dimensionnement optimal des enroulements et des canaux de circulation de l'huile a également contribué à une meilleure utilisation de l'espace réservé aux enroulements, surtout lorsqu'on applique de plus la circulation forcée de l'huile dans les enroulements.

De l'emploi, dans les centrales, de transformateurs de très grande puissance, il résulte que les courants dans les enroulements à basse tension sont très élevés. C'est pour cette raison que l'on a adopté pour ces enroulements le principe des barres Rœbel. Ainsi l'invention que Ludwig Rœbel a faite en 1912 pour les alternateurs est aussi appliquée maintenant aux transformateurs.

Pour donner une image des progrès dont nous parlions plus haut, nous avons réuni dans le tableau ci-dessous les caractéristiques d'un transformateur de 30 MVA construit en 1929 et d'un transformateur de 290 MVA qui est en construction actuellement.

Caractéristiques techniques de deux transformateurs

Année de construction		1929	1965/66
Puissance	MVA	30	290
Fréquence	Hz	50	50
Tensions	kV	10/155	18/144,3
Couplage		Δ/⅄	Δ/⅄
Tension de court-circuit	%	12	12
Tensions d'essais à fréquence industrielle	kV	22/316	50/275
Tensions d'essais aux ondes de choc	kV	néant	125/650
Poids total (sans radiateurs)	t	100	215
Poids par unité de puissance	t/MVA	3,33	0,74
Pertes dans le fer (valeurs garanties)	kW	94	140
Pertes dans le cuivre (valeurs garanties)	kW	184	660
Pertes totales à la charge nominale	kW	278	800
Pertes relatives	%	0,92	0,275

Détermination de la puissance

La puissance nominale d'un transformateur de centrale est déterminée par la puissance apparente de l'alternateur auquel il est raccordé. Si une certaine puissance est prélevée à la sortie de ce dernier pour alimenter les services auxiliaires, il faut naturellement en tenir compte.

Il peut être avantageux, au point de vue économique, de raccorder plusieurs alternateurs à un seul et même transformateur. Il faut alors que celui-ci soit équipé d'enroulements primaires séparés et connectés chacun à l'un des alternateurs. Pour les transformateurs triphasés, le nombre de ces enroulements séparés ne peut guère dépasser deux. Si l'on constitue un groupe comprenant quatre alternateurs, il est nécessaire d'utiliser trois transformateurs monophasés.

Tensions nominales

La tension primaire est donnée par l'alternateur. Pour les grandes puissances, elle est comprise entre 10 et 24 kV, cette dernière valeur devant être préférée pour les puissances les plus grandes, afin de maintenir l'intensité de courant aussi faible que possible.

Le choix de la tension secondaire nominale est guidé par des considérations économiques dans le cadre desquelles la longueur et la puissance naturelle des lignes de transport d'énergie jouent un rôle prépondérant. Au fur et à mesure de l'accroissement des puissances à transmettre, la tension a également augmenté par échelons. C'est en 1925 que l'on a utilisé pour la première fois la tension de 220 kV. L'échelon suivant, de 400 kV, est apparu en Suède dans les années cinquante. Puis des transformateurs de centrales avec tension secondaire de 500 kV ont été mis en service. Enfin, on a passé à la tension de 735 kV avec la ligne qui a été inaugurée au Canada en automne 1965. Cependant, dans ce cas, l'élévation de la tension se fait en deux étages; on passe en effet de la tension des alternateurs au niveau intermédiaire de 315 kV, puis à celui de 735 kV. Il est d'ailleurs probable que l'on construira bientôt des transformateurs de centrales élevant directement la tension à 750 kV.

Couplage

On a été tout naturellement amené à choisir, pour les transformateurs de centrales, le couplage en triangle au primaire et le couplage en étoile au secondaire. Dans la plupart des cas, le point neutre est sorti et peut donc être raccordé de la manière qui convient, suivant les caractéristiques du réseau.

Réglage de la tension

La tension des alternateurs peut généralement être maintenue, par le régulateur, à une valeur comprise entre 92,5 à 95 %, d'une part, et 107,5 à 105 %, d'autre part, de la valeur nominale. Si cette étendue de réglage est suffisante pour les besoins de l'exploitation, le transformateur peut être construit avec rapport fixe des tensions, solution simple et économique.

Mais dans la majorité des cas, on demande que le transformateur soit muni de prises permettant de changer le rapport de transformation, lorsque l'appareil n'est pas sous tension. En Allemagne, on a même installé des transformateurs de centrales équipés de changeurs de prises en charge [1][1].

La tension de court-circuit est habituellement fixée entre 12 et 18 %.

Le circuit magnétique

La forme à donner au circuit magnétique dépend principalement de la puissance, du couplage des enroulements et des conditions de transport. Pour les transformateurs monophasés, la construction à une ou à plusieurs colonnes est usuelle. Pour les transformateurs triphasés, on adopte si possible la construction classique à trois colonnes. Si cette exécution n'est pas possible en raison du gabarit d'encombrement des chemins de fer, on choisit la construction à cinq colonnes.

Dispositions des enroulements

On a le choix entre les dispositions concentrique simple ou concentrique double; la seconde est utilisée surtout pour les grandes puissances. La forme du circuit magnétique peut aussi influencer ce choix. La figure 1 montre quelques dispositions typiques.

Refroidissement

Dans les centrales hydro-électriques, on utilise presque exclusivement, pour les grandes puissances, le refroidissement par circulation de l'huile dans des réfrigérants à eau. Ce système a en effet l'avantage de mettre en œuvre des appareils peu encombrants, d'être économique et de permettre une adaptation simple aux variations de la charge par réglage du débit d'eau. Dans les centrales thermiques, on peut utiliser l'eau ou l'air comme fluide

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 855.

réfrigérant; c'est une question de prix. Dans le second cas, les transformateurs pour les puissances de 100 à environ 150 MVA sont munis de radiateurs ventilés. Pour les puissances supérieures, on utilise des réfrigérants formés de tubes nervurés et ventilés et des pompes pour activer la circulation de l'huile.

Quelques exemples de transformateurs

A. Transformateurs pour centrales hydro-électriques

Nous avons livré quatre groupes de trois transformateurs monophasés, avec une unité de réserve, pour la centrale du Saint-Laurent de la Power Authority de l'Etat de New York. Ces groupes ont les caractéristiques suivantes:

Puissance: 258 MVA

Tensions: 2 groupes à $\frac{13{,}2\text{ kV} + 13{,}2\text{ kV}}{230\text{ kV} \pm 2 \times 2{,}5\,\%}$

et 2 groupes à $\frac{13{,}2\text{ kV} + 13{,}2\text{ kV}}{115\text{ kV} \pm 5\,\%}$

Une unité de réserve pour les deux tensions secondaires

Fréquence: 60 Hz

Ces transformateurs comprennent deux enroulements primaires séparés pouvant être alimentés chacun, indépendamment l'un de l'autre, par 2×2 alternateurs de 60 MVA, conformément au schéma de principe de la figure 2.

Deux groupes de trois autotransformateurs monophasés plus une unité de réserve ont été installés à la centrale de Sils (Domleschg, Suisse) de la S.A. des usines hydro-électriques du Rhin postérieur. A chacun de ces transformateurs est associé un transformateur de réglage.

Puissance de chaque groupe: 2 × 72,5/280/400 MVA

Tensions: $\dfrac{10{,}5 + 10{,}5\text{ kV}}{\dfrac{250\ {}^{+17}_{-15} \times 3{,}29\text{ kV}}{420\text{ kV}}}$

Fréquence: 50 Hz

Ces transformateurs ont été décrits dans les articles [2] et [3]. Nous rappellerons simplement ici qu'ils comprennent deux enroulements séparés à 10,5 kV alimentés chacun par un alternateur de 72,5 MVA et qu'ils peuvent servir en même temps à l'interconnexion des lignes à 220 et à 380 kV et à l'alimentation de ces lignes par les alternateurs.

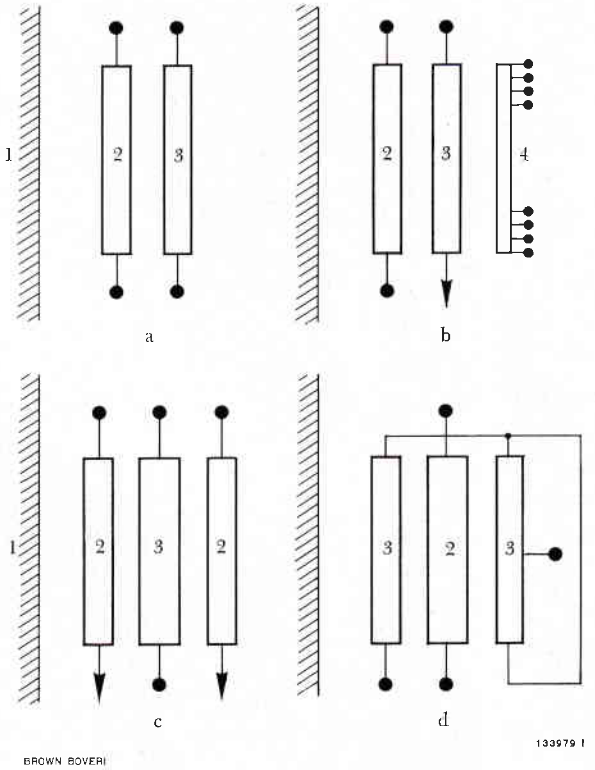


Fig. 1. – Dispositions d'enroulements de transformateurs

a: Disposition concentrique simple
b: Dito, mais avec enroulement de réglage
c: Disposition concentrique avec enroulement basse tension double
d: Dito avec enroulement haute tension double

1 = noyau
2 = enroulement basse tension
3 = enroulement haute tension
4 = enroulement avec prises de réglage

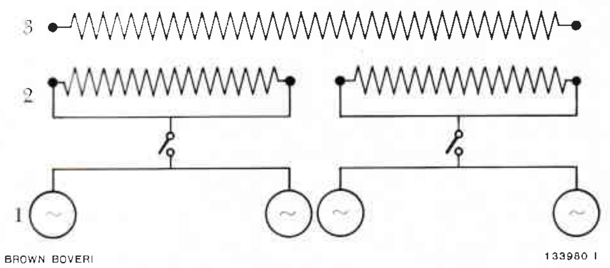


Fig. 2. – Schéma de principe d'un transformateur alimenté par 2 × 2 alternateurs

1 = alternateurs
2 = enroulements basse tension
3 = enroulement haute tension

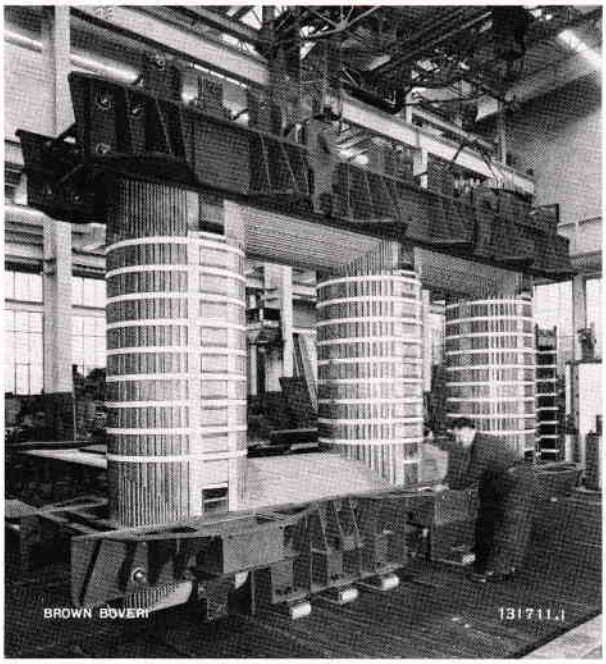


Fig. 3. – Circuit magnétique, en tôles à cristaux orientés, d'un transformateur triphasé de 290 MVA destiné à la centrale d'Asnæs, au Danemark

Sept transformateurs monophasés formant deux groupes triphasés avec une unité de réserve sont en construction pour la centrale de Robiei des Forces motrices de la Maggia S.A., à Locarno. Ils ont les caractéristiques suivantes:

Puissance de chaque groupe: 90 MVA
Tensions: 12 kV/241,5 kV ± 11,5 kV
Fréquence: 50 Hz

Ces transformateurs doivent être transportés par un funiculaire à l'altitude de 1900 m où ils seront installés dans la centrale souterraine. La charge maximale admissible pour le funiculaire s'élève à 24 tonnes. L'exploitant avait exigé que les transformateurs puissent être transportés dans un état aussi voisin que possible de leur état normal de fonctionnement, afin que les travaux de montage à exécuter au lieu d'utilisation soient réduits à un minimum. Autrement dit, les transformateurs soigneusement séchés et essayés en usine ne devaient pas être démontés pour le transport. C'est grâce à notre construction de transformateur cuirassé avec noyau à tôles radiales que nous avons pu répondre à ces exigences. Pour ne pas dépasser le poids prescrit de 24 t, il est cependant prévu de démonter et d'expédier séparément quelques-unes des culasses, mais sans toucher à l'ensemble des enroulements et des dispositifs de calage qui seront maintenus par les culasses restantes. Une fois sur place, les autres culasses pourront être remontées en quelques heures et il suffira d'une brève opération de séchage pour rétablir l'état présentant le degré de sécurité voulu.

B. Transformateurs pour centrales thermiques

Dans ce domaine, la tendance à accroître la puissance unitaire est encore plus marquée, aussi bien pour les transformateurs monophasés que triphasés.

Un transformateur triphasé de 290 MVA est actuellement en construction à Baden pour la centrale d'Asnæs III, au Danemark. Il doit élever la tension de 18 à 144,3 kV (fréquence 50 Hz). Ses autres caractéristiques sont données dans la colonne de droite du tableau de la page 849.

Il a été possible, malgré la valeur très grande de la puissance, de réaliser une construction à trois colonnes qui pourra être transportée par chemin de fer. La figure 3 en montre le circuit magnétique en tôles à cristaux orientés avec joints enchevêtrés.

L'absence de prises de réglage a permis une disposition relativement simple des enroulements. L'application du refroidissement par circulation forcée de l'huile dans les enroulements a permis une réduction appréciable de l'espace nécessaire pour ces

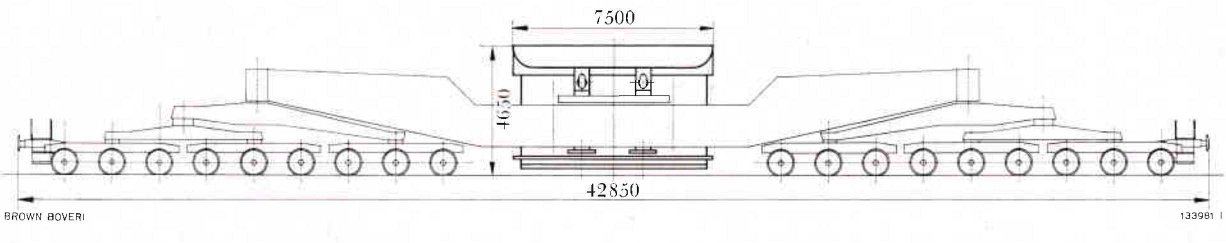


Fig. 4. – Transformateur triphasé de 290 MVA chargé sur un wagon spécial

Le poids du transformateur sans huile s'élève à 170 t tandis que la charge admissible du wagon est de 240 t.

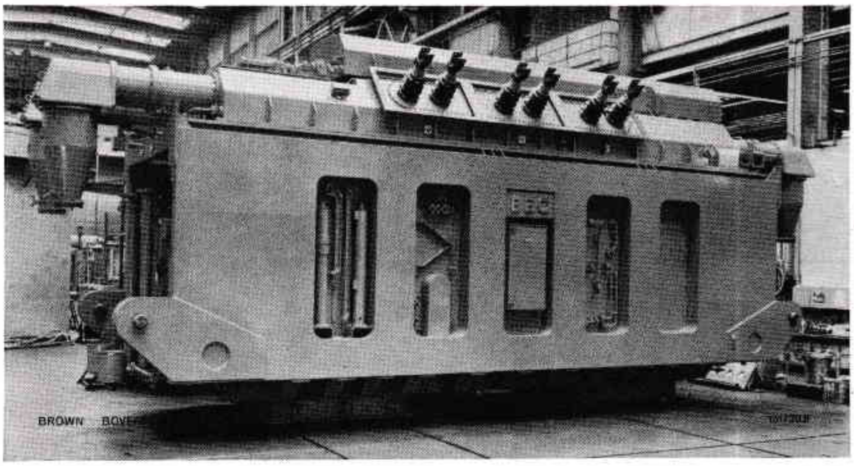


Fig. 5. – Transformateur triphasé de 200 MVA, construction mobile sur rails, destiné à la Steinkohlen-Elektrizitäts-AG., à Essen, avec réglage au point neutre de l'enroulement à haute tension dont les bornes sont constituées par des boîtes d'extrémité de câbles

Tensions: 10,5 kV / 116 kV ±16%
f = 50 Hz

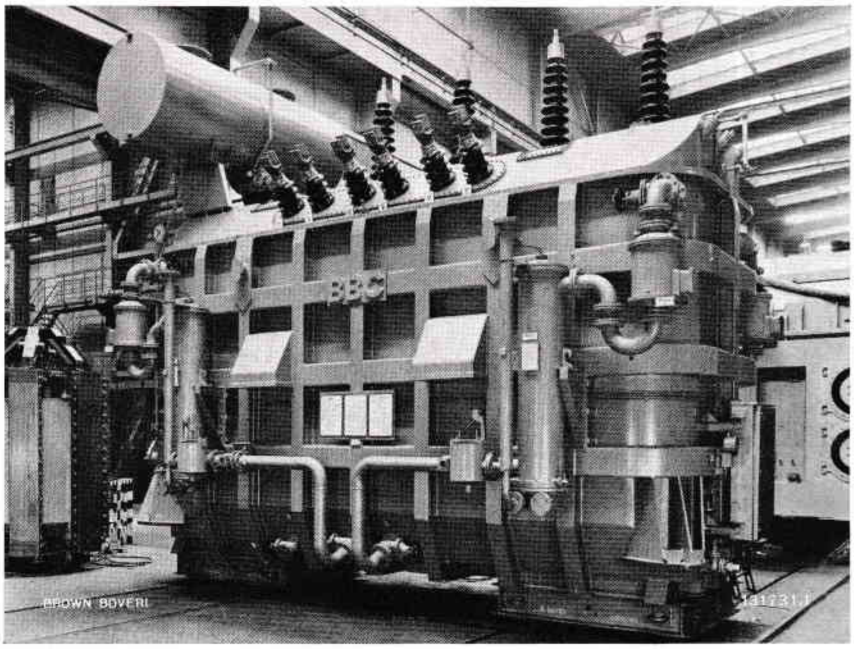


Fig. 6. – Transformateur triphasé de 286 MVA destiné aux Hamburgische Elektrizitätswerke, à Hambourg, avec rapport de transformation fixe et réfrigérants à eau

Tensions: 15,75 / 125 kV, f = 50 Hz

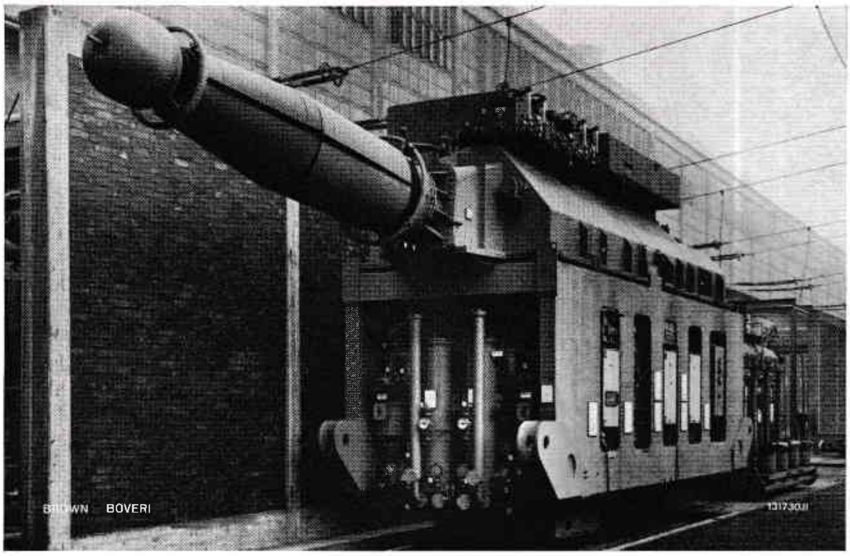


Fig. 7. – Transformateur monophasé de 400 : 3 MVA, construction mobile sur rails, destiné au Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG., à Essen, avec réglage au point neutre de l'enroulement à haute tension

Ce transformateur fera partie d'un groupe triphasé de 400 MVA
Tensions: 2 × 10,5 kV/420 kV ±11%
f = 50 Hz

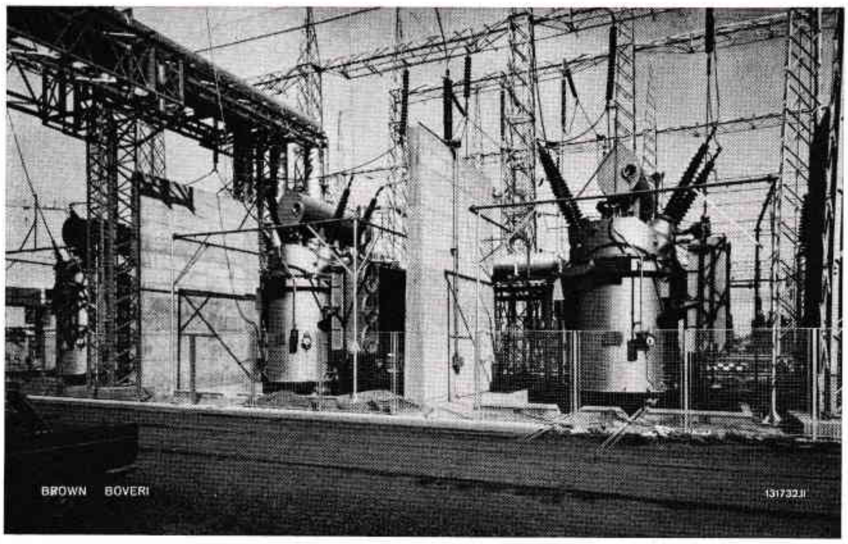


Fig. 8. – Groupe triphasé de 190 MVA (puissance de type 285 MVA) de l'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica, à Florence (Italie)

Tensions:
15,75 kV / 127,9 kV / 236,1 kV
f = 50 Hz

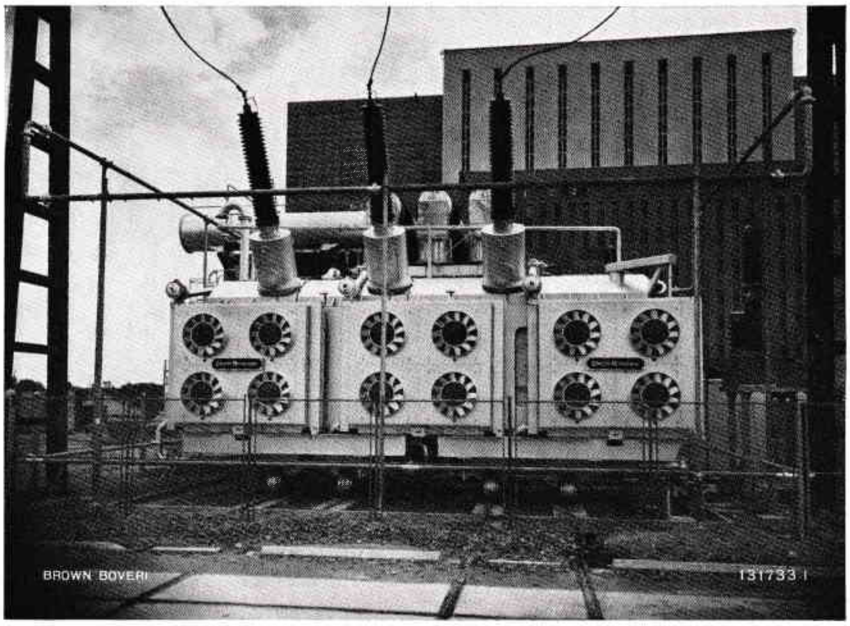


Fig. 9. – Transformateur triphasé de 290 MVA de l'Electricité de France, avec prises de réglage au point neutre de l'enroulement à haute tension et réfrigérants d'huile ventilés

Tensions: 20 kV / 230 kV ± 5 %
f = 50 Hz

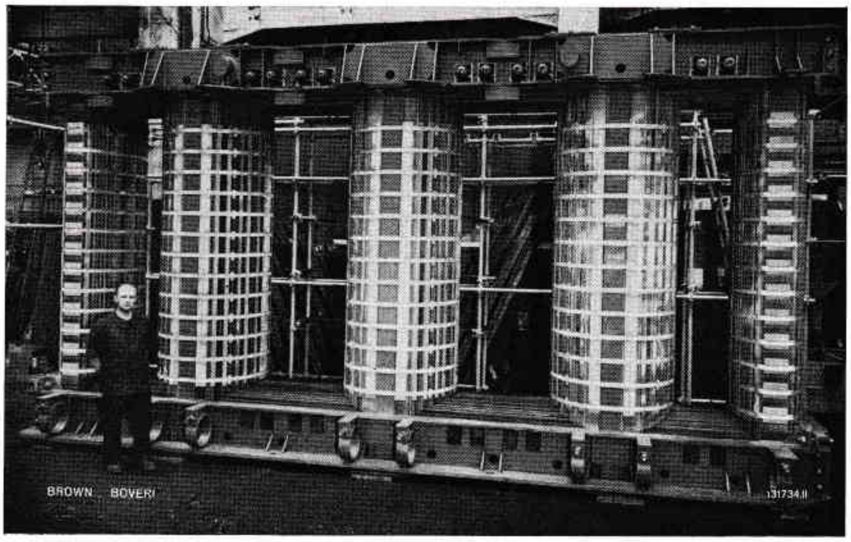


Fig. 10. – Circuit magnétique à cinq colonnes d'un transformateur triphasé de 290 MVA destiné à l'Electricité de France

Tensions: 20 kV / 235 kV ± 3,5 %
f = 50 Hz

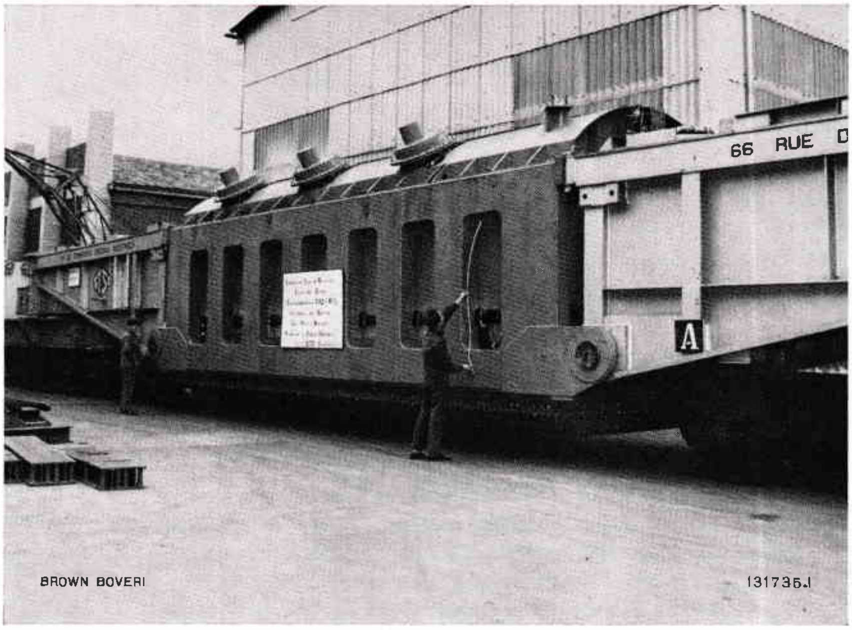


Fig. 11. - Transformateur triphasé de 312,5 MVA destiné à l'Electricité de France, avec prises de réglage au point neutre de l'enroulement à haute tension

Tensions: 24 kV / 230 kV ± 5%
f = 50 Hz
Le transformateur, porté par deux bras, est chargé sur un wagon spécial.

enroulements [4]. La cuve sera du type dit en cloche. Après les essais de contrôle, la cloche sera soudée à la partie inférieure en forme de bassin.

L'huile sera refroidie par circulation dans des réfrigérants ventilés dont l'un servira de réserve. Le poids du transformateur tel qu'il sera transporté, sans huile, s'élève à 170 t. La figure 4 montre le wagon spécial qui sera utilisé.

Les figures 5 à 7 représentent des transformateurs construits par notre Société de Mannheim. La figure 8 montre un groupe de trois transformateurs monophasés (avec une unité de réserve) construit par le Tecnomasio Italiano Brown Boveri, à Milan, et ayant une puissance de type de 3 × 95 MVA. Les figures 9 à 11 montrent des transformateurs triphasés de puissances remarquables construits par la Compagnie Electro-Mécanique (CEM), au Havre. Cette Compagnie construit actuellement pour une centrale thermique de l'Electricité de France un transformateur triphasé de 660 MVA, qui élèvera la tension de 20 à 405 kV ± 3,5 %. Ce transformateur aura un circuit magnétique à cinq colonnes dont trois avec enroulements. Son poids, à l'état de marche, avec son huile, s'élèvera à 425 t. Pour le transport, qui pourra se faire par chemin de fer sur wagon spécial, ce poids se réduira à 345 t. Il s'agit là du plus grand des transformateurs triphasés qui ont été commandés jusqu'ici aux entreprises du groupe Brown Boveri.

Les efforts que l'on fait pour diminuer encore le prix de production de l'énergie électrique conduiront sans doute à la construction de transformateurs encore plus puissants. Des projets de wagons capables de transporter une charge de 450 t ont déjà été étudiés, de sorte que de ce côté-là la voie est ouverte.

(P.H.) H. SCHMID

Bibliographie

[1] W. CASPER: Maschinen-Transformatoren im deutschen Verbundnetz. *Elektrizitätswirtschaft*, vol. 62 (1963), n° 21, p. 777 à 786.

[2] A. EDLINGER: Autotransformateurs à 400/220 kV. *Rev. Brown Boveri*, t. 47 (1960), n° 5/6, p. 292 à 305.

[3] P. RUSSENBERGER: Les transformateurs destinés au poste de Sils (Domleschg), première installation de Suisse à 380 kV. *Rev. Brown Boveri*, t. 49 (1962), n° 6, p. 237 à 241.

[4] Voir l'article des pages 831 à 837.

Transformateurs et bobines de réactance pour stations d'essais à grande puissance

621.3.064.1.001.4 : 621.314.21
621.3.064.1.001.4 : 621.318.43

Les transformateurs et bobines de réactance destinés aux stations d'essais à grande puissance doivent supporter des conditions de fonctionnement extrêmement dures. Les auteurs, A. Edlinger et H. Schmid décrivent dans cet article les transformateurs et bobines construits par la Société Brown Boveri pour sa propre station d'essais et pour celle d'une organisation étrangère.

Un circuit destiné à l'exécution d'essais de coupure de courants de court-circuit ou de tenue aux courts-circuits comprend en principe les mêmes éléments que, dans un réseau, le circuit parcouru par le courant de court-circuit. Les deux peuvent se représenter par un schéma comprenant une source de courant, un transformateur, une réactance éventuelle et l'appareil éprouvé. Dans le circuit d'essais, la source de courant est constituée par un alternateur de grande puissance auquel est associé un transformateur, nécessaire pour obtenir la tension de l'appareil essayé; une bobine représente en outre l'impédance du circuit.

Nous allons tout d'abord décrire les caractéristiques particulières que doivent présenter les transformateurs utilisés pour ces essais. Puis nous donnerons quelques renseignements sur les nouveautés que l'on trouve dans la structure des nouveaux transformateurs et bobines de réactance que nous avons construits pour augmenter les possibilités de notre station d'essais.

Généralités

Comme la durée des courts-circuits est très brève (de l'ordre de 0,1 s), en pratique aussi bien que dans les essais, et comme les essais successifs sont séparés par de longues pauses, le problème du refroidissement des transformateurs d'essais joue un rôle tout à fait effacé. On renoncera donc habituellement à équiper ces transformateurs de dispositifs spéciaux de refroidissement. Il en va tout autrement des problèmes soulevés par les grandes amplitudes des pointes de puissance mises en œuvre dans le circuit au moment des essais. On sait que les grandes puissances de court-circuit exigées pour les essais, qui peuvent par exemple atteindre plus de 2000 MVA par alternateur, sont produites par des machines et transformateurs qui, pour des raisons économiques, ne peuvent fournir ces puissances qu'en régime de court-circuit. Les pointes de puissance qui apparaissent sont toujours notablement supérieures, même si le dimensionnement a été prévu très largement, à la puissance de type de sorte que les enroulements du transformateur sont soumis à de fortes sollicitations mécaniques. Les transformateurs d'essais ont donc avant tout ceci de particulier que les conditions de fonctionnement qui sont normales pour eux ne surviennent qu'exceptionnellement pour les transformateurs habituels. Pour que, malgré cela, ils présentent une sécurité de fonctionnement suffisante, en ce qui concerne leur tenue mécanique, on base leur dimensionnement sur l'hypothèse que les contraintes radiales et axiales apparaissant dans les enroulements lors d'un court-circuit sont proportionnelles au carré de la densité d'enroulement (nombre de spires par unité de longueur mesurée parallèlement à l'axe des enroulements). A cet égard, on a donc avantage à avoir un circuit magnétique largement dimensionné et à adopter la disposition concentrique double des enroulements. Si l'on obéit à ces deux préceptes, on satisfait en même temps, plus ou moins, à la condition importante posée pour ces transformateurs, à savoir que leur tension de court-circuit doit être aussi faible que possible. Comme cette tension de court-circuit correspond à une impédance supplémentaire dans le circuit d'essai, elle diminue la puissance de court-circuit pouvant être transmise aux bornes de l'appareil éprouvé. Aussi s'arrange-t-on pour qu'elle soit beaucoup plus petite que dans les transformateurs ordinaires. C'est ainsi, par exemple, que les gros transformateurs

d'essais décrits ci-après ont une réactance qui ne s'élève qu'à un dixième de la réactance de l'alternateur. C'est pour des raisons tout à fait semblables que l'on est obligé de prévoir des possibilités de commutation du côté secondaire, bien que cela constitue une complication qui rend par exemple le service plus difficile et qui va donc à l'encontre du principe de simplicité caractérisant généralement les équipements de plates-formes d'essai. Mais c'est là le seul moyen d'obtenir, dans la gamme des tensions exigées pour les essais, les différentes valeurs s'approchant le plus possible des tensions nominales des appareils éprouvés et d'être sûr que dans tous les cas l'installation pourra fournir la puissance nécessaire.

Pour faciliter les commutations, on a avantage à prévoir autant de colonnes que d'enroulements commutables et à monter les mêmes enroulements sur chacune d'elles, comme le montre la figure 1 a pour le cas d'un transformateur à deux colonnes. Pour augmenter l'étendue de la gamme des tensions, on peut aussi coupler en série les enroulements correspondants de plusieurs transformateurs du même genre (couplage en cascade).

Une possibilité de commutation implique malheureusement toujours le risque d'erreurs de connexion. Si par exemple, lors du couplage en parallèle, l'un des enroulements secondaires était mis par mégarde hors circuit, l'enroulement en circuit et la partie de l'enroulement primaire située sur le même noyau seraient surchargés de 100 % au moment de l'essai, car le courant débité par le transformateur n'est déterminé pratiquement que par les autres réactances présentes dans le circuit. Pour protéger le transformateur contre ce danger, on peut, outre les mesures de sécurité habituelles de la pratique des essais, appliquer un couplage qui a pour effet, lorsqu'on a fait une erreur de connexion, d'augmenter la réactance à un point tel que tout risque de surcharge est évité. La figure 1 c est l'illustration d'un tel couplage. Du fait que les deux enroulements primaires sont couplés en série, il apparaît, si l'un des enroulements secondaires est hors circuit, un tel déséquilibre des ampères-tours sur la colonne correspondante, que le courant est maintenu à une très faible valeur. Mentionnons encore, comme autre possibilité, l'emploi d'un commutateur de prises. Mais, même dans ce cas, la sécurité des changements de couplage n'est pas absolument indépendante du service et le commutateur doit satisfaire à de très grandes exigences.

En raison des surtensions pouvant apparaître dans toute installation d'essais, l'isolation principale du transformateur n'est généralement pas graduée. D'autre part, il faut tenir compte des possibilités de commutation et accorder une attention particulière à la répartition des tensions de choc, spécialement lors du couplage en cascade.

Nous avons vu que les transformateurs d'essais de court-circuit doivent avoir des propriétés bien définies, surtout en ce qui concerne les efforts électrodynamiques produits par les courants. Ils représentent donc des cas particuliers pour le bureau d'étude et sont d'ailleurs construits en petit nombre. Cependant, comme les mesures à prendre pour résoudre les problèmes qu'ils posent sont valables aussi, toute proportion gardée, pour les transformateurs ordinaires, on peut dire que les expériences faites dans ce domaine ont une portée toute générale. Les cas dans lesquels de grandes puissances de court-circuit peuvent se présenter exigent naturellement une attention particulière. Nous pouvons citer comme exemple les transformateurs que nous avons construits pour

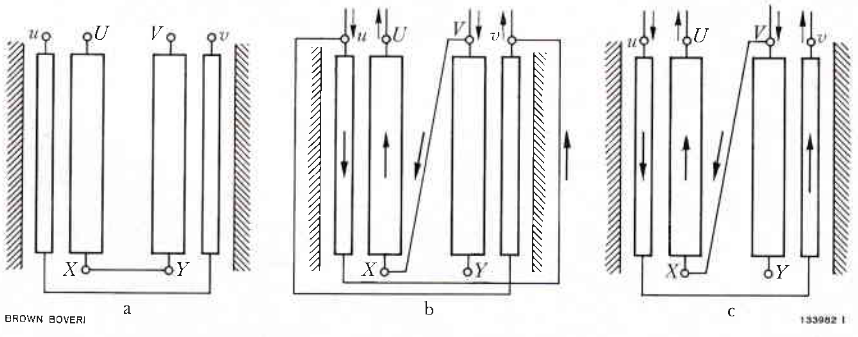


Fig. 1. – Schéma d'un transformateur d'essais à deux colonnes, avec enroulements commutables

U, X, V, Y = bornes secondaires (haute tension)
u, v = bornes primaires (basse tension)

a: couplage en série des enroulements

b: couplage en parallèle des enroulements secondaires avec erreur de connexion

c: comme sous b, mais avec disposition protégeant le transformateur contre une telle erreur

l'extension de notre station d'essais à grande puissance de Baden. Ces transformateurs, du type monophasé, sont actuellement, à notre connaissance, les transformateurs d'essais de coupure de courants de court-circuit les plus puissants du monde. Il suffit, pour se faire une idée des courants pouvant circuler dans ces appareils, d'indiquer que la valeur instantanée maximale admissible dans l'enroulement primaire s'élève à 770 000 A. Ils ont ceci de remarquable qu'ils permettent d'obtenir quatre tensions différentes par commutation des enroulements secondaires et que la tension de court-circuit, rapportée à la puissance de 450:3 MVA, a la valeur extraordinairement faible de 2,3 %. Nous allons donner quelques renseignements sur les solutions originales adoptées dans la construction de ces transformateurs dont la convenance a été vérifiée par des essais de court-circuit effectués, colonne après colonne, puis par un service de plusieurs années dans notre station d'essais.

Pour l'instant, nous disposons de trois unités monophasées.

Caractéristiques techniques

Toutes les données qui suivent, se rapportent à une unité monophasée.

Puissance traversante maximale lors de court-circuit: 7200:3 MVA

Tensions à vide:

- primaire: $11\,085:\sqrt{3}$ V / $22\,1170:\sqrt{3}$ V
- secondaire: $(221\,700/166\,280/110\,850/55\,430):\sqrt{3}$ V

Surtension admissible quel que soit le couplage: 20 %

Valeurs instantanées maximales (asymétriques) du courant de court-circuit:

- primaire: 770000 A / 2 × 385000 A
- secondaire: 4 × 38500 A

Tension de court-circuit rapportée à 450:3 MVA: 2,3 %

Fréquence: 50 Hz

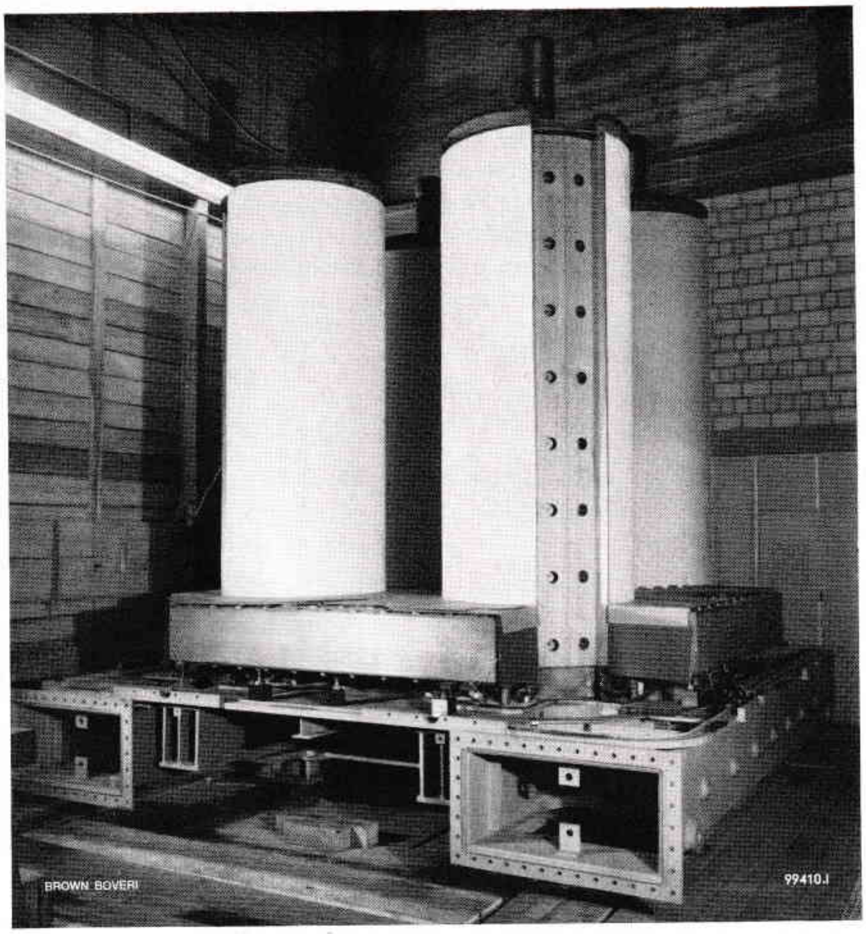


Fig. 2. – Culasse inférieure et noyaux à tôles radiales montés sur la partie inférieure de la cuve

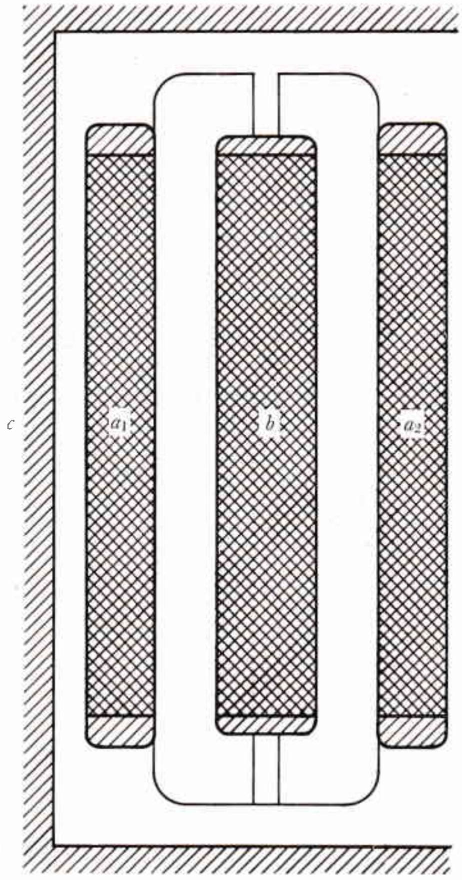


Fig. 3. – Disposition des enroulements d'une colonne

a_1 et a_2 = enroulements primaires
b = enroulement secondaire
c = noyau

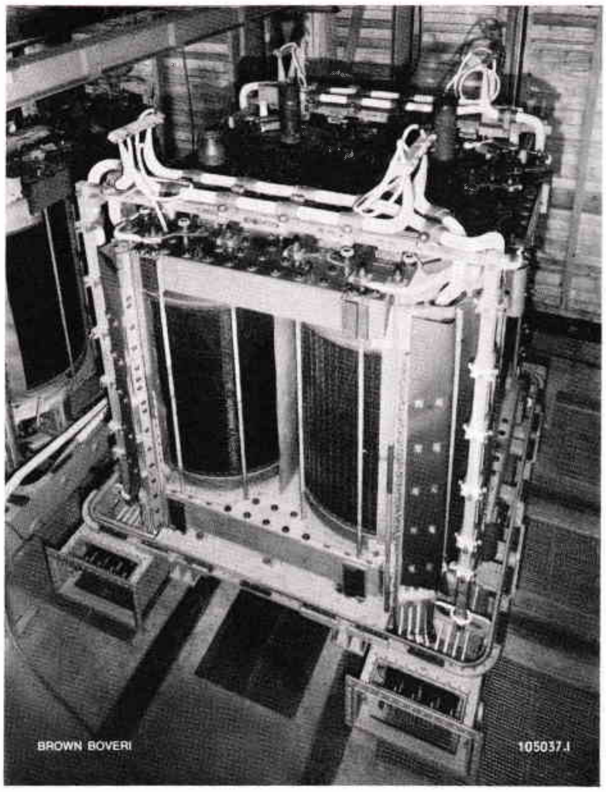


Fig. 4. – Partie active du transformateur reposant sur la partie inférieure de la cuve

Tensions d'essai:

primaire, tension appliquée	47 kV
secondaire: tension efficace appliquée	380 kV
tension de choc	900 kV
Poids sans huile	173 t
huile	45 t
Poids total	218 t

Circuit magnétique

Ce circuit se compose de quatre noyaux verticaux formés de tôles radiales et disposés aux sommets d'un carré, réunis en haut et en bas par des culasses en quatre parties formées de tôles horizontales. La figure 2 montre l'ensemble de la culasse inférieure et des quatre noyaux montés sur le fond de la cuve. L'évidement que l'on voit sur le noyau avant est destiné au passage des connexions de l'enroulement intérieur. On a utilisé pour tout le circuit des tôles laminées à chaud de 0,5 mm d'épaisseur, dont les pertes se montent à 3 W/kg, car les pertes dans le fer jouent ici un rôle tout à fait négligeable.

Enroulements

La figure 3 montre la disposition de principe des enroulements d'une colonne. L'enroulement primaire est en galettes et l'enroulement secondaire, en couches. Les enroulements primaires et secondaires sont séparés par des rouleaux de papier enroulé sur lui-même et dont les extrémités sont rabattues. Les calages résistant aux effets des courts-circuits ont été exécutés avec le plus grand soin. A ce point de vue, la construction choisie, avec culasses robustes recouvrant tous les enroulements et dont la hauteur de la culasse supérieure peut être réglée, est particulièrement favorable pour maintenir et serrer les enroulements.

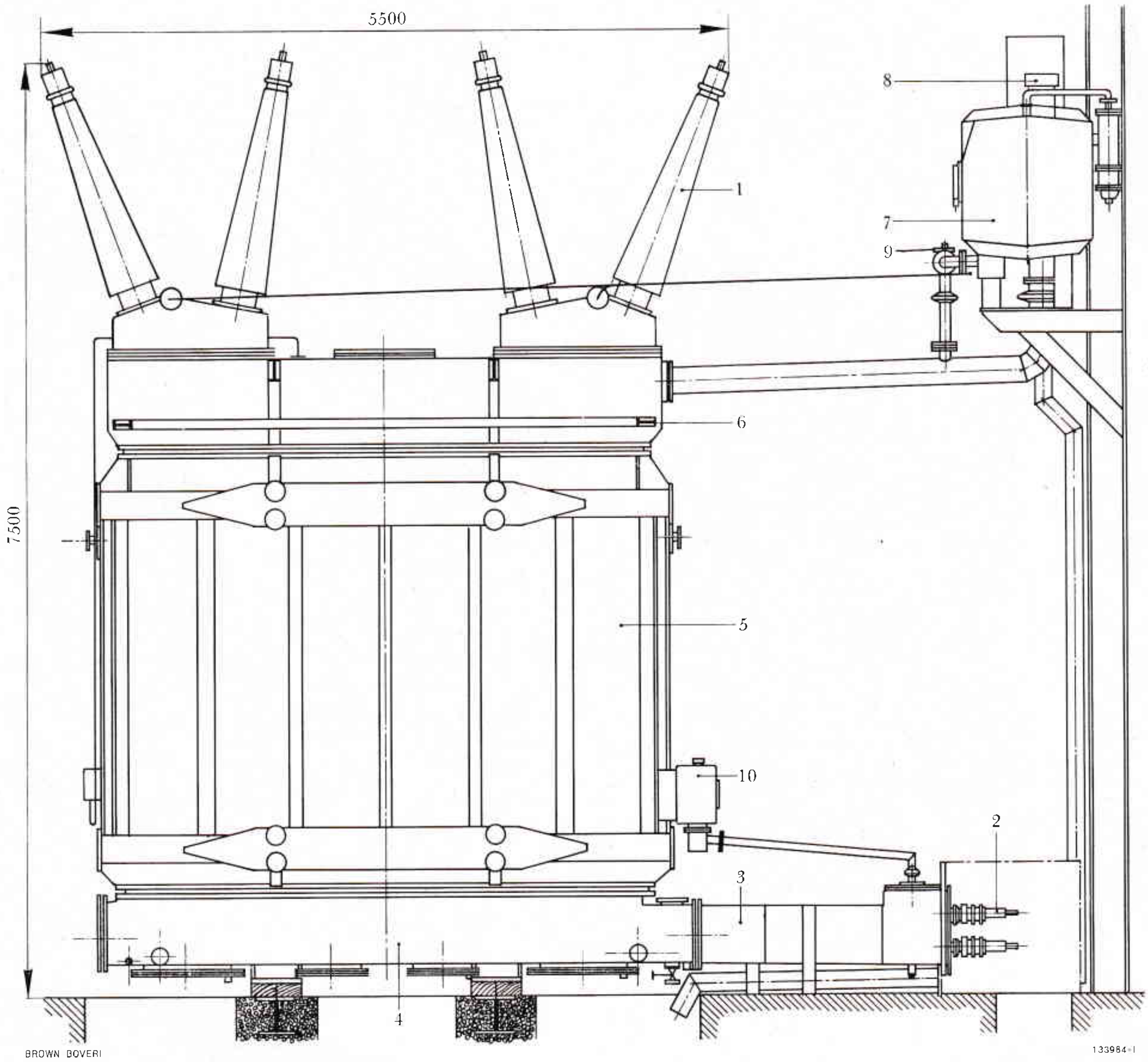


Fig. 5. – Croquis d'encombrement du transformateur

1 = bornes secondaires
2 = bornes primaires
3 = canal de passage des connexions
4 = partie inférieure de la cuve
5 = partie médiane de la cuve
6 = couvercle de la cuve
7 = conservateur d'huile
8 = soupape de sûreté
9 = dispositif Buchholz
10 = conservateur d'huile pour le canal de passage des connexions primaires

Connexions et couplages

Il importait naturellement que les connexions des enroulements primaires soient fixées très soigneusement. Pour que les efforts agissant sur elles et les réactances supplémentaires qui leur sont dues soient relativement petites, les barres sont entremêlées plusieurs fois en sandwich. La figure 4 montre la partie active du transformateur complètement montée, avec les connexions. Du côté basse tension, celles-ci passent dans deux canaux horizontaux remplis d'huile, ménagés dans la partie inférieure de la cuve et à l'extrémité desquels se trouvent les bornes nettement visibles sur la figure 5. Les connexions à haute tension conduisent aux huit bornes du type condensateur (Micafil) fixées sur le couvercle de la cuve. Les diverses possibilités de couplage sont données par la figure 6.

Cuve et accessoires

(voir fig. 5)

En raison des conditions dans lesquelles devait se faire le montage, il a fallu exécuter la cuve en trois parties: la partie inférieure constituant le fond, la partie médiane et le couvercle. Cette cuve est parfaitement étanche à l'air et un conservateur d'huile est fixé à la paroi du bâtiment. Pour éviter que la cuve ne se vide complètement de son huile en cas de rupture éventuelle d'une borne primaire, on a prévu à l'endroit où le fond de la cuve est raccordé au canal de passage des connexions une cloison étanche. C'est pourquoi il a été nécessaire de monter un conservateur d'huile séparé pour ce canal (10 dans la fig. 5). Les trois transformateurs sont munis des accessoires usuels comme les soupapes de sûreté, dispositifs Buchholz, thermomètres à cadran, robinets de vidange.

Les trois transformateurs sont visibles sur la figure 11.

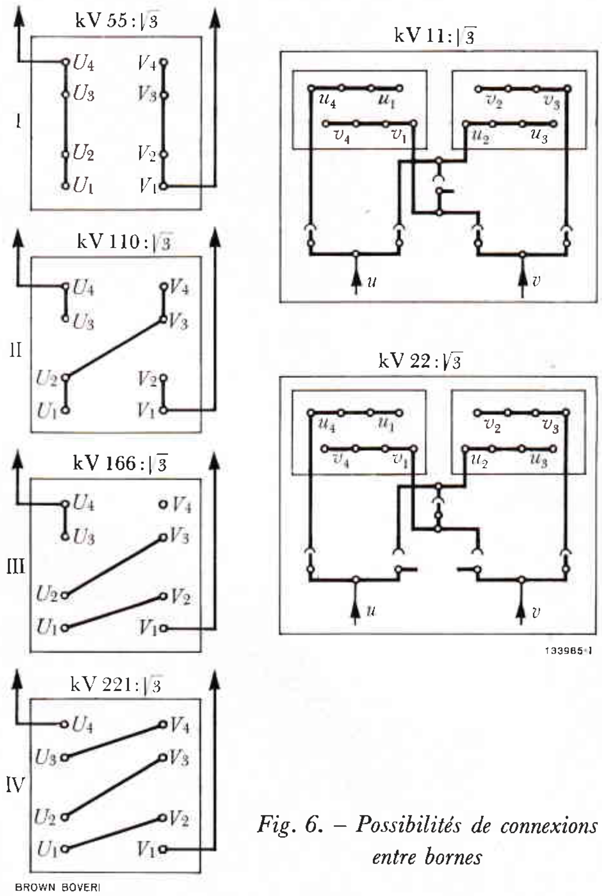


Fig. 6. – Possibilités de connexions entre bornes

Montage et opérations finales

Pour ne pas devoir occuper un emplacement précieux dans notre hall de montage des transformateurs déjà très encombré, et pour éviter le transport de ces appareils lourds et volumineux, il fut décidé de les monter directement à l'endroit où ils devaient être utilisés. Cet endroit est simplement couvert, mais il est ouvert sur trois côtés. Aussi a-t-il fallu le protéger par des parois provisoires pendant toute la durée du montage. Etant donné la capacité limitée du pont roulant dont on disposait, le montage a dû se faire pièce après pièce, comme on peut s'en rendre compte à l'aide des figures 2 et 7. Le séchage de la partie active s'est fait dans la cuve elle-même de chaque transformateur, au moyen d'air chaud fourni par quatre groupes spéciaux. Après ce séchage, les dernières retouches et mises au point, on a procédé à l'opération finale de séchage et de remplissage d'huile.

Bobines de réactances

Pour obtenir les valeurs des réactances nécessaires pour l'exécution correcte des essais, l'installation a été complétée par un jeu de douze bobines de trois types différents dont les caractéristiques sont données dans le tableau ci-après.

En ce qui concerne l'échauffement, les bobines de réactance devaient pouvoir supporter au moins

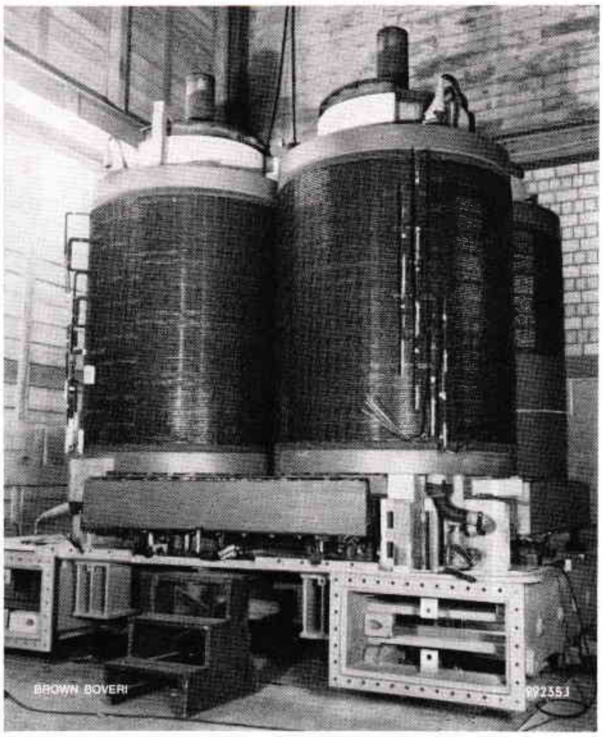


Fig. 7. – Partie active du transformateur en montage

	Type		
	A	B	C
Réactance en mΩ	16	60	180
Courant instantané maximal en kA	420	250	130
Tension d'essai par rapport à la terre en kV		64	

32 fois par jour, pendant 0,1 s, le courant de court-circuit indiqué dans le tableau, mais au maximum 10 fois par heure. L'emploi de telles intensités de courant a posé pour ces bobines les mêmes problèmes que pour les transformateurs. Il fallait également trouver une construction présentant une sécurité suffisante en face de ces conditions de fonctionnement vraiment extrêmes. De plus, cette construction devait tenir compte du fait que ces bobines allaient être montées dans un local d'assez grandes longueur et hauteur, mais étroit, qui imposait une forme étirée en hauteur et de faibles distances horizontales entre bobines. Cette disposition avait pour fâcheuse conséquence d'augmenter les efforts électrodynamiques entre bobines. Les études faites à ce sujet conduisirent à la solution illustrée par les figures 8 et 9. Chaque bobine a été divisée en trois parties disposées l'une au-dessus de l'autre et entre lesquelles il n'y a pratiquement pas de couplage magnétique. L'entrée et la sortie du courant se font par l'intermédiaire de deux barres collectrices circulaires, au haut de la bobine, auxquelles sont raccordées des barres verticales de connexion réparties également sur toute la périphérie et reliées aux trois parties de la bobine. Les forces agissant sur les barres collectrices ont pu être fortement réduites par le fait que l'entrée et la sortie du courant sont disposées aux extrémités opposées d'un même diamètre et que partout le produit des courants partiels passant dans les parties voisines des barres collectrices est relativement faible. De même, l'intensité des courants passant dans les barres verticales de connexion n'est pas très élevée. Un autre avantage de cette construction consiste dans la présence de nombreuses voies parallèles pour le passage du courant, particularité qui, pour ces hautes intensités, permettait de sim-

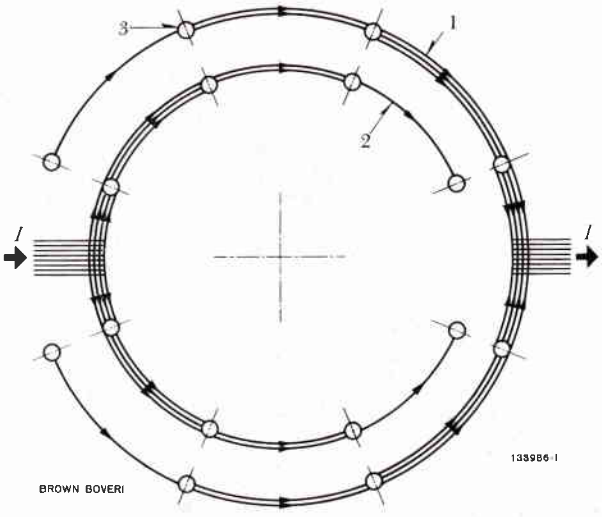


Fig. 8. – Bobine de réactance vue de dessus et représentation schématique des barres collectrices en anneau et des entrée et sortie de courant

I = courant total
1 = barres collectrices extérieures
2 = barres collectrices intérieures
3 = barre verticale de connexion

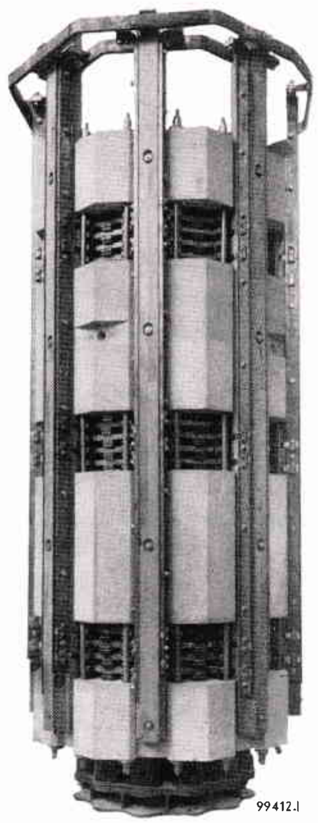


Fig. 9. – Bobine de réactance monophasée dans l'air pour essais de court-circuit

Valeur instantanée maximale du courant 250 kA.

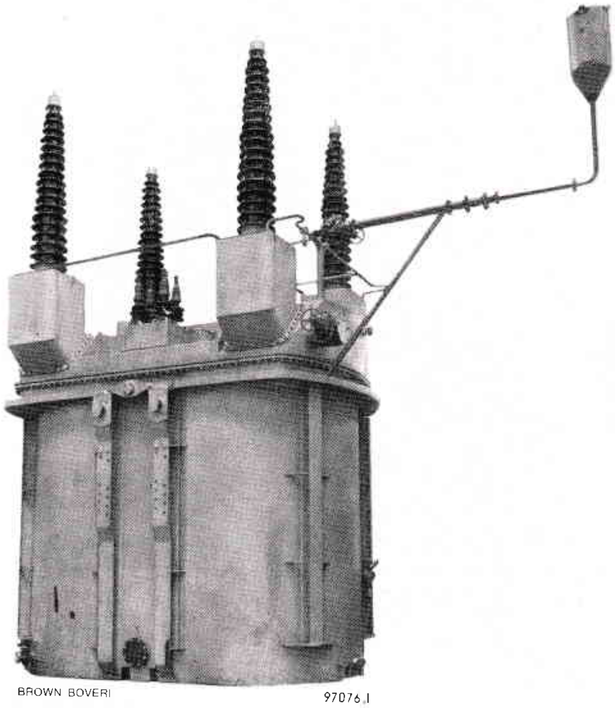


Fig. 10. – Transformateur monophasé d'essais de court-circuit, à deux colonnes, destiné à la KEMA

Puissance traversante maximale de court-circuit	595 MVA
Tension primaire	11 000 (max. 12 000) V
Tension secondaire	2 × 25 000 (max. 2 × 27250) V
Fréquence	49 Hz
Tensions d'essai de l'enroulement secondaire:	
tension efficace à fréquence industrielle	460 kV
onde de choc pleine 1/50	1050 kV

plifier la structure de la bobine et facilitait la fabrication. Pour obtenir la robustesse nécessaire, les pièces maintenant les écartements des éléments de bobines ont été exécutées en béton.

Autres transformateurs pour stations d'essais à grande puissance

Il est nécessaire, pour certains essais, de disposer d'une source capable de fournir un courant de très grande intensité sous une faible tension et mettant donc en jeu une puissance relativement petite. Nous avons à cet effet construit, pour notre station d'essais, un transformateur pouvant débiter des courants dont l'amplitude atteint la valeur considérable de 1 150 000 A. Ce transformateur comprend plusieurs enroulements secondaires qui permettent d'obtenir, par commutation, les tensions de 300, 520, 600 et 1040 V en couplage triphasé et de 300, 600, 900 et 1800 V en couplage monophasé.

Parmi les transformateurs construits pour d'autres stations d'essais, nous ne mentionnerons que ceux que nous avons livrés en janvier 1956 à la station d'essais de la KEMA, à Arnhem (Pays-Bas). Il s'agit de six transformateurs monophasés dimensionnés chacun pour une puissance traversante de court-circuit maximale de 595 MVA. Trois d'entre eux ont été exécutés pour supporter une tension alternative d'essai de 325 kV et les trois autres, de 460 kV (fig. 10).

Aussi bien les transformateurs de la KEMA que ceux de notre station d'essais sont construits pour la

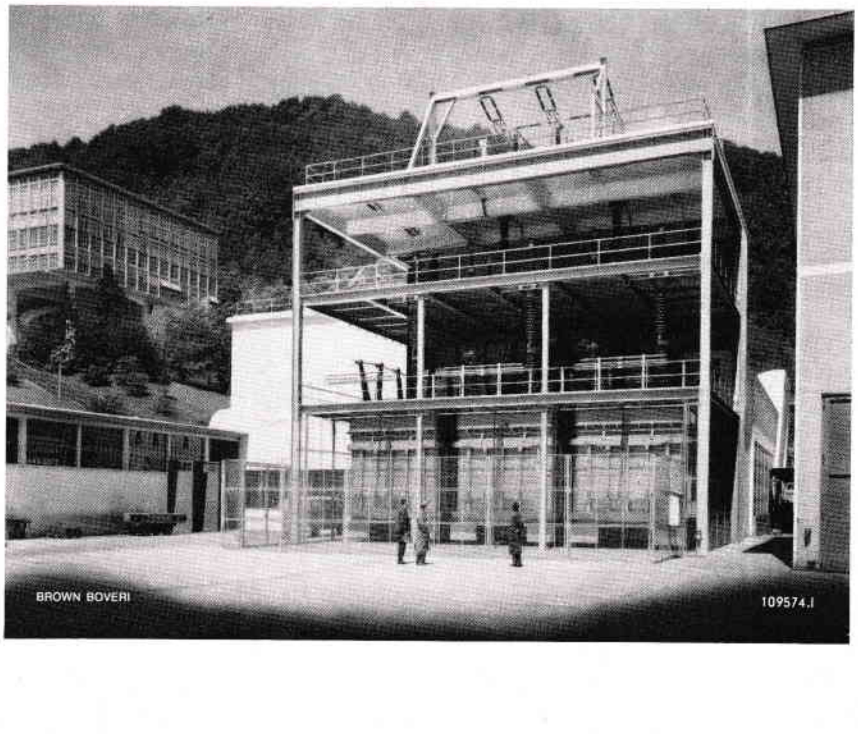


Fig. 11. – Vue des nouveaux transformateurs de notre station d'essais à grande puissance de Baden

Ces transformateurs monophasés, dont la puissance traversante de court-circuit s'élève pour chacun d'eux à 7200 : 3 MVA, sont actuellement les transformateurs d'essais de court-circuit les plus puissants du monde.

tension de service de 220 kV et ont prouvé que des enroulements comprenant une très forte isolation peuvent aussi être dimensionnés pour résister aux effets des courts-circuits.

Ajoutons enfin que les transformateurs dont il est question dans cet article ne sont pas seuls à avoir bénéficié des travaux d'étude exécutés pour leur mise au point, mais que l'expérience ainsi acquise a été également mise à profit dans le calcul, le choix des matériaux et la fabrication de tous les transformateurs de réseaux que nous construisons et qui doivent aussi résister aux effets des courts-circuits.

(P.H.) A. EDLINGER et H. SCHMID

Construction et essai des bobines de compensation pour réseau à 735 kV

621.318.43.027.873.5

Cet article décrit la construction et l'essai de cinq grandes bobines d'inductance monophasées de 110 et de 55 Mvar du premier système de transport d'énergie à 735 kV au Canada, mis en service en automne 1965. Comme ces bobines d'inductance sont reliées en permanence avec la ligne aérienne, les pertes des bobines doivent être considérées comme des pertes permanentes et donc être déterminées exactement. La mesure des pertes par calorimétrie a été utilisée en parallèle avec la méthode par pont. Les deux méthodes ont donné des résultats concordants. Pour finir, l'article décrit les essais de choc prescrits à ondes pleines et à ondes coupées.

Pour le premier système de transmission à 735 kV du monde mis en service en septembre 1965 par la Commission hydroélectrique de Québec au Canada, la Société Brown Boveri livra entre autres cinq grandes bobines d'inductance monophasées d'une puissance de 330:3 Mvar ou 165:3 Mvar pour un raccordement direct côté haute tension. De tels appareils statiques absorbant de la puissance réactive sont nécessaires pour compenser le courant capacitif des longues lignes aériennes et pour une exploitation stable des lignes de transmission à très haute tension [1][1]. A cet effet, elles sont connectées en permanence aux lignes aériennes. Elles sont donc soumises à toutes les surtensions qui se produisent sur les lignes, qu'elles soient d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres de couplage.

Nous décrirons la construction et l'essai de ces bobines de compensation. Les tensions élevées et la haute qualité de ce genre de bobines placent la technique des essais devant de nouveaux problèmes à résoudre.

C'est ainsi que l'essai à tension alternative à par exemple 250 Hz nécessiterait une puissance de plus de 120 MVA. Une telle puissance est difficile à obtenir sur la plate-forme d'essai à cause de la fréquence élevée. C'est pourquoi l'essai en tension alternative n'était pas réalisable par tension induite.

Le seul moyen de contrôler le dimensionnement électrique des bobines d'inductance pour les très hautes tensions était l'essai avec les tensions de choc et selon les exigences du client avec une onde pleine de 3,6 fois la tension de crête de la plus haute tension de service, et une onde coupée de 4,15 fois cette valeur. Nous avons prouvé sur un modèle grandeur nature (avec traversée, réservoir d'expansion, etc., montés) sans parties actives que les distances extérieures d'isolement étaient suffisantes pour une tension alternative de 960 kV.

Les bobines formant un tout avec les lignes aériennes, les pertes inhérentes aux bobines sont toujours présentes et indépendantes de la charge de la ligne. Cela signifie que ces pertes doivent être considérées comme les pertes à vide des transformateurs dans les postes de transformation. C'est ainsi que la mesure exacte de ces pertes, faibles par elles-mêmes, a une grande importance, car elles sont déterminantes pour une exploitation économique de la ligne aérienne.

Nous avons exécuté les essais suivants en tension alternative:

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, page 875.

Les mesures des pertes avec une nouvelle méthode de pont, et le contrôle de l'exactitude de cette méthode par la mesure calorimétrique des pertes. La détermination de comportement au point de vue des vibrations et du niveau du bruit à la tension nominale correspondant à 424 kV par rapport à la terre (735 : $\sqrt{3}$ kV). Comme mesure préliminaire, on rendit symétriques les impédances des deux bobines de chaque type par variation de l'inductance.

Caractéristiques des bobines de compensation monophasées

Tension nominale	735 : $\sqrt{3}$ kV
Puissance type I	330 : 3 Mvar
Puissance type II	165 : 3 Mvar
Fréquence	60 Hz
Tensions d'essai:	
Tension appliquée	50 kV, 1 minute
Tension de choc (côté ligne):	
Onde pleine	2150 kV (1,5 × 40 μs)
Onde coupée	2475 kV
Tension de choc (côté point neutre):	
Onde pleine	150 kV

Construction

La construction intérieure correspond à celle introduite par la Société Brown Boveri pour les bobines de grandes puissances et qui a donné à maintes reprises d'excellents résultats: enroulements en galettes, tôles des noyaux magnétiques disposées radialement en deux colonnes comme nous l'avons déjà décrit dans d'autres articles [2, 12].

Afin d'atteindre la puissance exigée, le circuit magnétique dans les colonnes est partagé plusieurs fois par des entrefers. Pour les enroulements, nous disposions de constructions déjà éprouvées pour des valeurs d'essais aussi élevées [3, 4]. Pour toute la conception de l'enroulement des bobines, nous avons pu nous servir des essais de durée de plusieurs mois à la pleine tension de service avec le prototype de transformateur de 750 kV à l'Exposition nationale suisse à Lausanne en 1964 [6].

La haute tension est introduite dans la cuve par une traversée verticale et amenée au milieu de la colonne. Les deux demi-enroulements de chaque colonne sont en parallèle et les enroulements des deux colonnes sont en série (fig. 9, p. 873). L'enroulement haute tension est placé entre deux isolations de papier (isolation principale lâche). En service et lors des essais, les tensions entre l'enroulement et le fer sont très élevées aux deux extrémités des demi-enroulements de la première colonne, ce qui exige des soins particuliers en ce qui concerne le dimensionnement et le montage de l'isolation. L'imposante traversée de 750 kV, avec une longueur d'isolement de plus de six mètres est un produit de la maison Micafil S.A. à Zurich-Altstetten.

Procédé de séchage et contrôle des opérations

Après son montage et avant son installation dans la cuve, ainsi qu'avant son imprégnation dans l'huile, la partie active est séchée dans un four à vide. Pour le séchage, nous utilisons notre procédé éprouvé [5] avec des cycles de chauffage par circulation d'air à 110 °C alternant plusieurs fois avec des phases de vide. Le contrôle du degré de séchage par la quantité d'eau extraite par la pompe à vide est complété par la mesure du facteur de pertes diélectriques de l'isolation principale (couches de papier entre l'enroulement haute tension et la colonne reliée à l'électrode de terre externe). D'une valeur élevée au début, le facteur de pertes s'abaisse au cours du séchage à une valeur très basse qui ne se modifie presque plus. Le séchage est considéré comme terminé dès que le facteur de pertes a atteint cette valeur finale. Ensuite, la partie active est revisée, placée dans la cuve et imprégnée à l'huile, sous vide.

Le facteur de pertes diélectriques était compris à la fin du séchage pour les cinq bobines entre 0,22 et 0,24 %, mesuré sous 6 kV et à une température de la partie active de 110 °C. C'est une valeur particulièrement basse que l'on ne peut obtenir qu'en utilisant la meilleure matière première et en la traitant avec soins.

Dans les premières 24 heures de séchage d'une partie active d'une telle grandeur, il faut compter avec une extraction d'eau atteignant 100 litres; ensuite cette quantité décroît rapidement, ce qui montre que l'on s'approche de la fin du séchage.

Notre équipement d'essai pour le matériel de 750 kV

L'installation d'essai en plein air pour le matériel à 750 kV a été spécialement construite pour l'essai de bobines d'inductance et de transformateurs de grandes puissances et à très haute tension. La figure 1 montre le schéma de l'installation avec les

objets à essayer. Les lettres dans ce schéma correspondent à celles utilisées dans les figures 3 et 7. Certains de ces objets ont déjà été présentés à l'Exposition nationale suisse de Lausanne en 1964 [6]. Le transformateur A élève la tension de 8 kV de l'alternateur à 750 : $\sqrt{3}$ kV; celle-ci alimente la bobine de compensation *B* à essayer. La mesure de la tension se fait par le transformateur de tension *C*. Pour la mesure des pertes, on se sert d'un pont de Schering modifié de la maison Tettex S.A. à Zurich.

La puissance réactive nécessaire est produite en trois endroits; du côté 750 kV, la batterie de condensateur *E* en fournit environ la moitié, tandis que le reste est fourni du côté basse tension, par la batterie *F* et l'alternateur *G*. L'installation peut pendant une minute fournir 110 Mvar sous 424 kV et à 60 Hz.

Les essais à tension alternative

Contrôle de l'impédance et mesures de la symétrie

Des mesures d'impédance à tension réduite sont effectuées sur toutes les parties actives des bobines d'inductance. Pour les bobines de même puissance, les écarts des impédances correspondantes sont amenés par modification de l'inductance à la tolérance prescrite de 0,5 %.

Comme les mesures d'impédances avec voltmètres et ampèremètres de la classe 0,2 habituels sur les plates-formes d'essais ne permettent pas d'accorder les impédances à 0,5 % près, nous avons utilisé le circuit de compensation pour transformateurs selon Schering-Alberti [7]. Pour cela, deux réacteurs sont

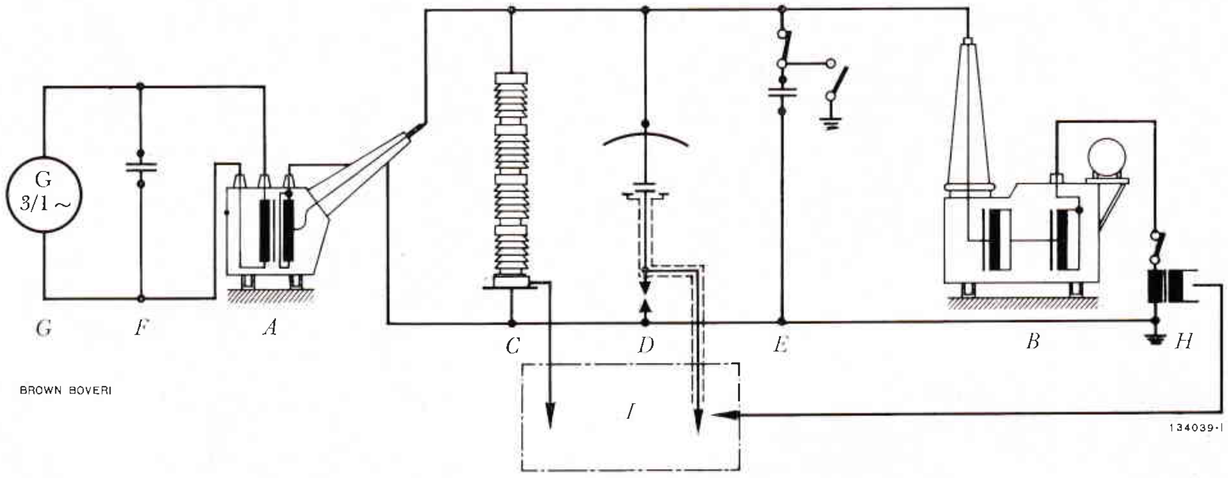


Fig. 1. - Schéma de l'installation en plein air pour l'essai de matériel à 750 kV

A: Transformateur monophasé*
Rapport de transformation 750:$\sqrt{3}$/8 kV
Puissance (250 000:3)/50 000:3 kVA
Fréquence 50 Hz
Couplage du groupe: Etoile avec neutre à la terre/triangle

1. Tensions d'essai de l'enroulement haute tension:

Tension alternative induite	1050 kV
Tension appliquée	70 kV
Tension de choc pleine	2400 kV
Tension de choc coupée sur la queue	2750 kV

2. Tension d'essai de l'enroulement basse tension:

Tension appliquée	150 kV
Tension de choc pleine	325 kV

3. Tension de court-circuit rapportée à 50 MVA
Puissance de groupe environ 4 %

B: Bobine d'inductance monophasée

Tension nominale	735: $\sqrt{3}$ kV
Puissance type I	330:3 Mvar
Puissance type II	165:3 Mvar
Fréquence	60 Hz

Tensions d'essai:
Tension appliquée 50 kV pendant 1 minute
Tension de choc (côté ligne) pleine 2150 kV (1,5 × 40 µs)
Tension de choc coupée 2475 kV
Tension de choc pleine (côté point neutre) 150 kV

C: Transformateur de tension inductif

Tension maximum en service	750 kV
Tension d'essai induite	1150 kV
Tension de choc pleine	2650 kV

* Les lettres se rapportent aussi au matériel des figures 3 et 7.

Tension de choc coupée sur la queue 3050 kV
Rapport nominal de transformation 700 : $\sqrt{3}$ kV / 100 : $\sqrt{3}$ V
Puissance nominale 500 VA
Classe de précision 0,5
Puissance limite 15 kVA

D: Condensateur normal à gaz comprimé
Fabrication Micafil S.A. à Zurich-Altstetten.
Tension maximum de service 750 kV
Tension d'essai 800 kV
Capacité principale 70 pF
Facteur de pertes tan $\delta < 10^{-5}$
Pression de service du gaz : 10 kg/cm²
Pression d'essai : 20 kg/cm²
Le montage d'un toit en forme de champignon et d'une spirale de chauffage dans le pied permet une installation provisoire en plein air.
Tension maximum de service dans cette exécution et sous pluie 550 kV

E: Batterie de condensateurs à très haute tension (sur le toit de la fabrique) composée d'éléments séparés
Fabrication Micafil S.A. à Zurich-Altstetten.
Puissance continue 24 300 kvar
Puissance pendant 1 minute 59 000 kvar
Tension maximum de service (pendant 1 minute) 450 kV
Couplage de groupe triphasé et monophasé
Plage de tension commutable entre 9,6 et 288 kV
Fréquence 60 Hz

F: Batterie de condensateurs basse tension composée d'éléments séparés
Fabrication Micafil S.A. à Zurich-Altstetten.
Puissance continue 16 600 kvar
Puissance pendant 1 minute 29 200 kvar
Tension maximum de service pendant 1 minute 9,8 kV
Couplage de groupe triphasé et monophasé
Plage de tension commutable entre 5,6 et 9,6 kV
Fréquence 60 Hz

G: Alternateur entraîné par un moteur synchrone
Puissance (triphasée) 34 500 kVA
Puissance (monophasée) 19 600 kVA
Tension 9,8 kV
Courant 2040 A
Fréquence 50/60 Hz

H: Transformateur de courant de haute précision
Tension maximum de service 24 kV
Tension d'essai 55 kV
Rapport nominal de transformation 250–500–1000/5 A
Puissance nominale 24 VA
Classe de précision 15 Kl 0,1
Fréquence $16^2/_3$ à 50 Hz
Erreur maximum de transformation < 0,004 %
Erreur maximum de phase < 0,5 min
Ces caractéristiques sont confirmées par un procès-verbal d'essai du Bureau fédéral des poids et mesures.

I: Dispositifs de commande et de mesure
Pour les essais décrits, ces appareils étaient installés dans une cabane et une cabine de mesures. Les principaux organes de mesure sont :
- Pont de Thomson pour la mesure des résistances (détermination de la température des enroulements).
- Pont de Schering modifié pour la mesure des pertes.
- Pont de mesure pour le contrôle des transformateurs de tension.

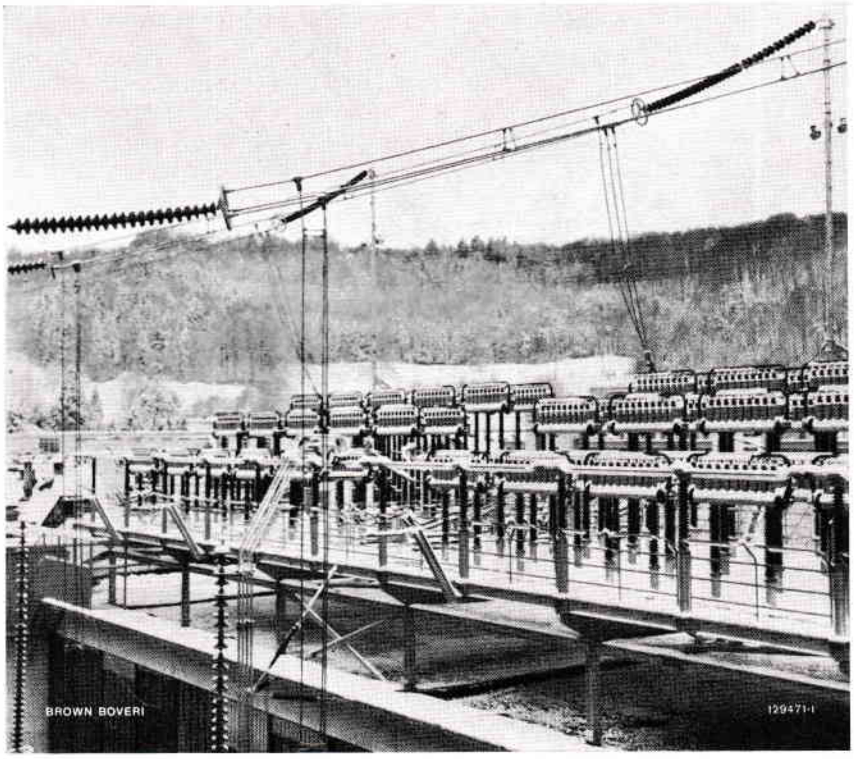


Fig. 2. – Batterie de condensateurs à très haute tension pour une tension de 450 kV pendant 1 minute et de 288 kV en service continu. Fabrication: Micafil S.A. à Zurich-Altstetten



Fig. 3. – Installation d'essai vue du toit de la fabrique où se trouve la batterie de condensateurs à très haute tension

connectés en série (voir fig. 4) et traversés par le même courant comme paramètre. Les chutes de tension de chaque réacteur sont amenées dans deux transformateurs 1 et 2 exactement semblables et équilibrés dans le couplage normal selon Schering-Alberti pour les transformateurs de tension. L'erreur de tension f donne directement en pour-cent l'écart de l'impédance. L'erreur angulaire δ indique le décalage des vecteurs des deux chutes de tension et est donc une mesure pour l'écart des pertes entre les deux bobines d'inductance. Ce n'est toutefois valable que lorsque $X \gg R$. Les mesures sont faites à tension réduite car pour deux réacteurs ni la pleine tension (2×424 kV), ni la puissance nominale (2×110 ou 2×55 Mvar) n'étaient disponibles. Dans ce cas,

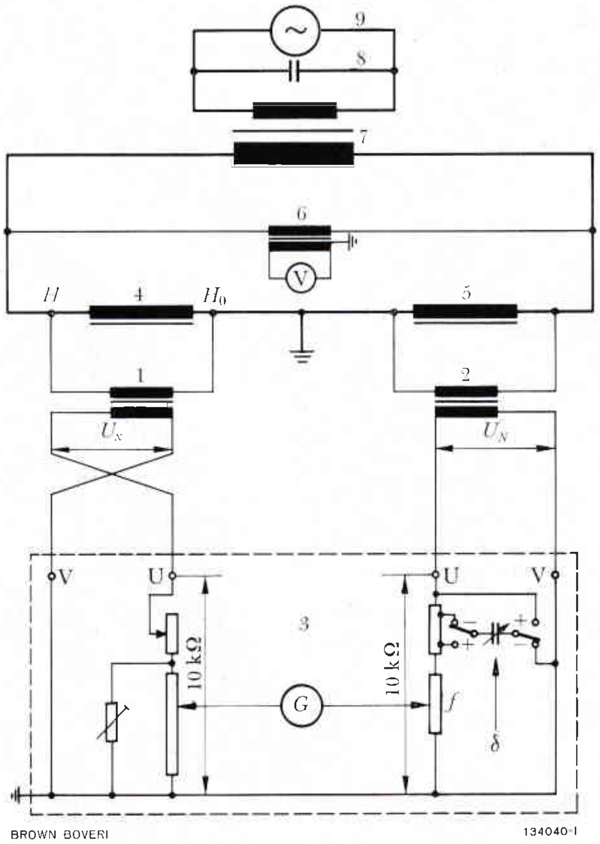


Fig. 4. – Circuit de compensation pour l'équilibrage de deux grandes impédances semblables

1, 2 = transformateurs de tension de précision
3 = dispositif de mesure des transformateurs selon Schering-Alberti
f = erreur de tension [%]
δ = erreur angulaire [min]
G = galvanomètre
4, 5 = bobines de compensation (objet à essayer)
6 = transformateur de tension avec voltmètre
7 = transformateur auxiliaire
8 = batterie de condensateurs
9 = alternateur

l'indication de l'erreur angulaire ne peut pas être interprétée de façon certaine, car les pertes fer des deux bobines peuvent différer l'une de l'autre aux basses inductions. Le tableau donne les écarts résiduels mesurés après l'ajustement des impédances.

Equilibrage de l'impédance des bobines

Objets essayés	Erreur %	Erreur angulaire min
2 bobines d'inductance type I, 110 Mvar	—0,02	+0,87
2 bobines d'inductance type II A+B, 55 Mvar	—0,15	—0,6
2 bobines d'inductance type II B+C, 55 Mvar	—0,22	—0,3

Il subsiste encore une asymétrie $< 0{,}30\,\%$. Ce bon équilibrage réduira au minimum le courant au point neutre du réseau par suite d'une prise de courant asymétrique. La détermination de l'impédance à tension nominale a lieu pendant la mesure des pertes. Les écarts entre les valeurs absolues des impédances mesurées et calculées étaient pour les bobines du type I $< -1{,}3\,\%$ et celles du type II $< -1{,}6\,\%$.

La mesure des pertes actives avec un nouveau pont de mesure

A cause du haut facteur de qualité $Q = 300$ correspondant à $\cos\varphi = 3 \times 10^{-3}$ de ce genre de bobines d'inductance, une mesure des pertes selon la méthode habituelle avec transformateurs et wattmètres n'est plus possible dans les limites de tolérances prescrites.

La Société Brown Boveri avait déjà précédemment mis au point un nouveau pont de mesure pour des bobines de compensation. Comme ce pont était construit d'éléments séparés, il était facilement soumis à des dérangements. Il était aussi très sensible en ce qui concerne le blindage. La maison Tettex, à Zurich, mit plus tard au point une variante du pont de Schering permettant la mesure des pertes actives des bobines d'inductance. L'avantage de cette méthode est de pouvoir utiliser les appareils et schémas existants. A l'usage, cette méthode se montra toutefois très sensible à la fréquence, ce qui rend difficile l'équilibrage. Puis, la maison Tettex reprit l'idée initiale de la Société Brown Boveri [8] avec une inductance mutuelle dans une des branches du pont; comme il ressort des formules d'équilibrage données plus loin, la pulsation ω n'y paraît plus.

Dans cette méthode, les tensions

$$U_3 = \frac{I}{n} \cdot \omega \cdot M_3 \text{ et } U_4 = U \cdot \omega \cdot C_2 \left(R_4 + \frac{1}{\mathrm{j} \cdot \omega \cdot C_4}\right)$$

sont comparées entre elles comme on le voit au chiffre 4 de la figure 5.

Dans le pont équilibré, les conditions suivantes sont valables:

$$L_p = \frac{M_3}{n} \cdot \left(\frac{C_4}{C_2} + 1\right) \quad (1)$$

$$R_p = \frac{M_3}{n} \cdot \frac{1}{C_2 \cdot R_4 \left(1 + \frac{C_2}{C_4}\right)} \quad (2)$$

$$\cos\varphi \approx \tan\delta = \omega R_4 C_4 \left(1 + \frac{C_2}{C_4}\right) \quad (3)$$

Par la mise en parallèle de R_4 et C_4, ces conditions deviennent:

$$L_r = \frac{M_3}{n} \cdot \left(\frac{C_4}{C_2} + 1\right) \quad (4)$$

$$R_r = \frac{1}{n} \cdot \frac{M_3}{C_2 \cdot R_4} \quad (5)$$

$$\cos\varphi = \frac{1}{\tan\delta} = \omega R_4 \cdot C_4 \cdot \left(1 + \frac{C_2}{C_4}\right) \quad (6)$$

Dans les équations (1) à (6) les lettres ont les significations suivantes:

L = inductance de l'objet essayé
R = résistance en courant alternatif avec circuit équivalent en parallèle ou en série
M_3 = inductance mutuelle
n = rapport de transformation des transformateurs de courant
C_4 = capacité de la branche 4 du pont
R_4 = résistance de la branche 4 du pont
C_2 = capacité du condensateur normal (condensateur à gaz comprimé).

C'est avec cet appareillage que la mesure des pertes des bobines d'inductance a été faite. L'influence des capacités de fuite et de la résistance de l'isolement du long câble reliant C_2 au pont est complètement éliminée par la commande du potentiel du blindage par un régulateur de potentiel complètement automatique.

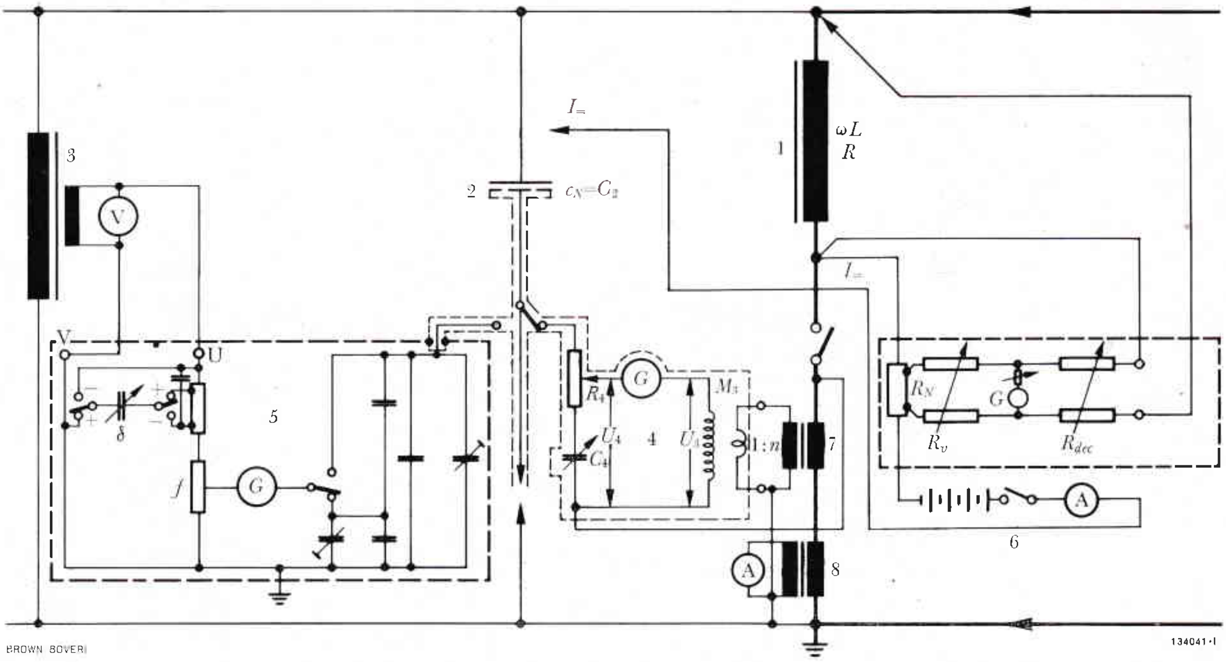


Fig. 5. – Circuit de mesure pour la détermination des pertes et impédance de grandes bobines d'inductance

1 = objet à essayer
2 = condensateur normal à gaz comprimé
3 = transformateur de tension inductif
4 = pont de Schering modifié
5 = dispositif capacitif de mesure de transformateurs de tension
f = erreur de tension [%]
δ = erreur angulaire [min]
G = galvanomètre
6 = pont de Thomson pour la mesure des résistances (détermination de la température de l'enroulement)
7 = transformateur de courant de haute précision
8 = transformateur de courant de précision avec ampèremètre

Il est facile de déduire des formules (1) et (3) les formules pratiques suivantes:

Tension aux bornes de la bobine: $U = I\,\omega\,L$ (volt)
Pertes de la bobine: $P = I^2\,\omega\,L \tan\delta$ (watt)

Le courant I doit être lu à l'ampèremètre au moment de l'équilibrage du pont. La comparaison de $U = I\,\omega\,L$ et de U_v lu au voltmètre du transformateur de tension inductif rend possible un contrôle rapide et grossier de la mesure. L'écart entre les deux valeurs est pour une lecture simultanée des instruments $< 0{,}5\,\%$. La figure 6 montre l'allure de la courbe des pertes mesurées avec le pont en fonction de la tension: $P = f(U)$ et de la fonction $I = f(U)$.

Détermination des pertes par la méthode calorimétrique

Il a été convenu avec le client et les représentants de la maison Merz et McLellan, ingénieurs conseils, à Newcastle sur Tyne, chargés de la réception, de contrôler le fonctionnement correct du pont par une mesure calorimétrique des pertes d'une bobine d'inductance de 110 Mvar.

Si l'écart entre P mesuré au pont et P_{cal} mesuré calorimétriquement est de $\pm 5\,\%$, les mesures au pont sont acceptées et si ce n'était pas le cas, la méthode calorimétrique aurait encore été utilisée pour une bobine d'inductance du type II de 55 Mvar. Ces mesures et leur précision ont déjà été décrites en détail dans un autre article [9].

Pour cet essai, la bobine d'inductance est isolée thermiquement par des nattes en laine de laitier et équipée d'un réfrigérant à eau (fig. 7). La quantité d'eau est réglée de façon que la température moyenne de l'enroulement atteigne environ 75 °C.

Les résultats des deux méthodes de mesure diffèrent de moins de 5 %. La pression de l'eau n'était pas constante, car celle-ci provenait du réseau urbain d'alimentation. Afin d'obtenir des résultats indiscutables, nous avons fait de nombreux essais en état

d'équilibre. Ainsi vers la fin des essais, la quantité d'eau de refroidissement a été déterminée tous les quarts d'heure. Les résultats des huit dernières heures d'un tel essai sont indiqués dans la figure 8. La plate-forme d'essais ne pouvant fournir que pendant une minute la pleine puissance de 110 Mvar, correspondant à 424 kV, l'essai se fit avec la plus haute tension permanente possible, soit 260 kV. A la fin de l'essai, la température moyenne de l'enroulement, déterminée à l'aide de la variation de la résistance, était de 79,7 °C. Sans contrôle intermédiaire, la température s'est écartée de 5 °C seulement de la valeur prescrite. Les valeurs obtenues par les deux mesures calorimétriques sont reportées pour contrôle sur la courbe de la figure 6. Cela confirme aussi la concordance des deux méthodes. Le fait qu'un mois s'était écoulé entre les essais jusqu'à la tension nominale de la figure 6 et les mesures calorimétriques de la figure 8 prouve la parfaite reproductibilité de cette méthode.

Les pertes déterminées calorimétriquement (fig. 8) sont environ d'un kW plus élevées que les valeurs obtenues avec le pont. Cela est dû en partie au fait que

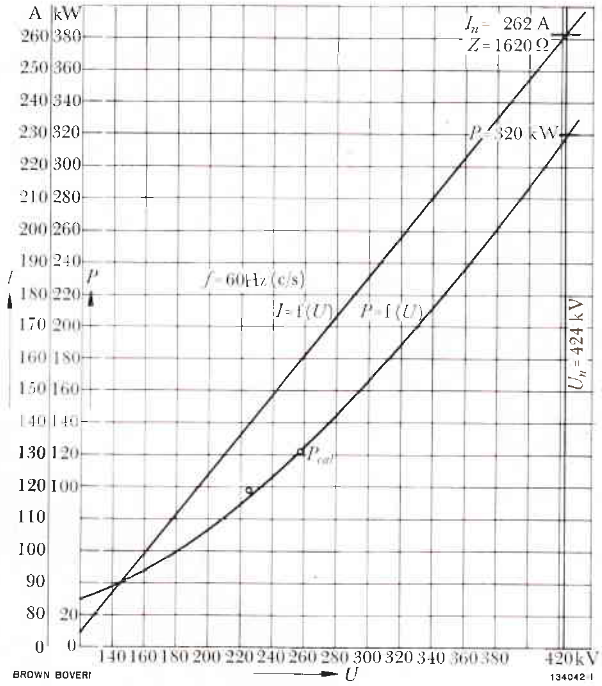


Fig. 6. – Mesure des pertes et de l'impédance de bobines d'inductance

Pertes mesurées et courant en fonction de la tension : $P, I = f(U)$.

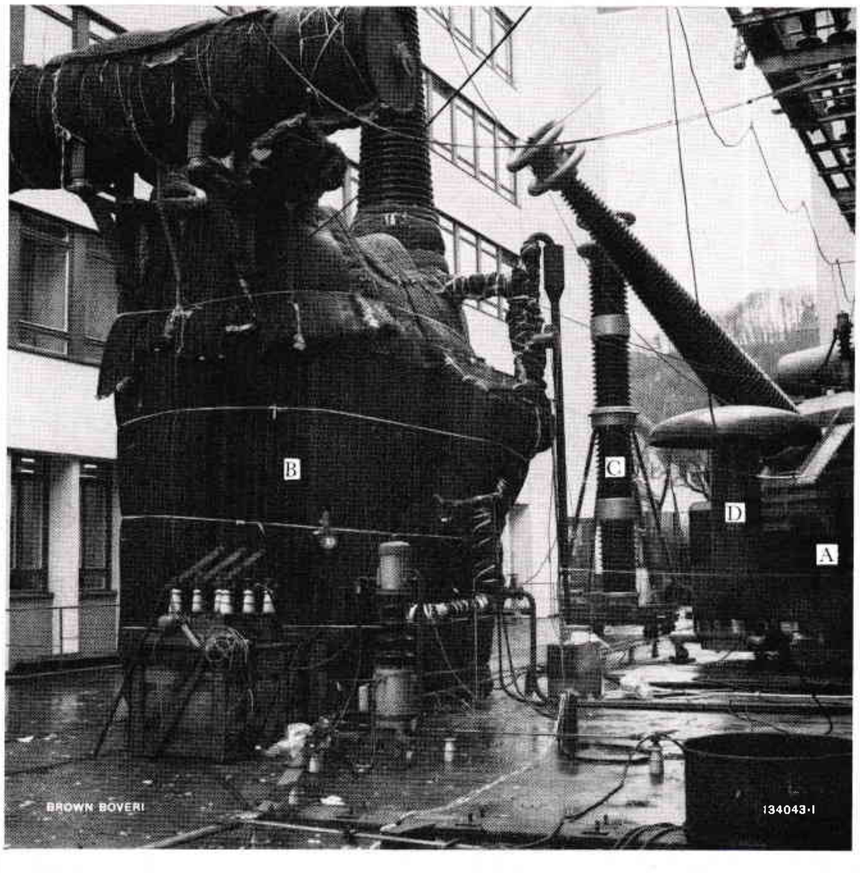


Fig. 7. – Bobine de compensation de 110 Mvar pour une tension de 735 : $\sqrt{3}$ kV isolée thermiquement par des nattes de laine de laitier, prête pour la mesure calorimétrique des pertes

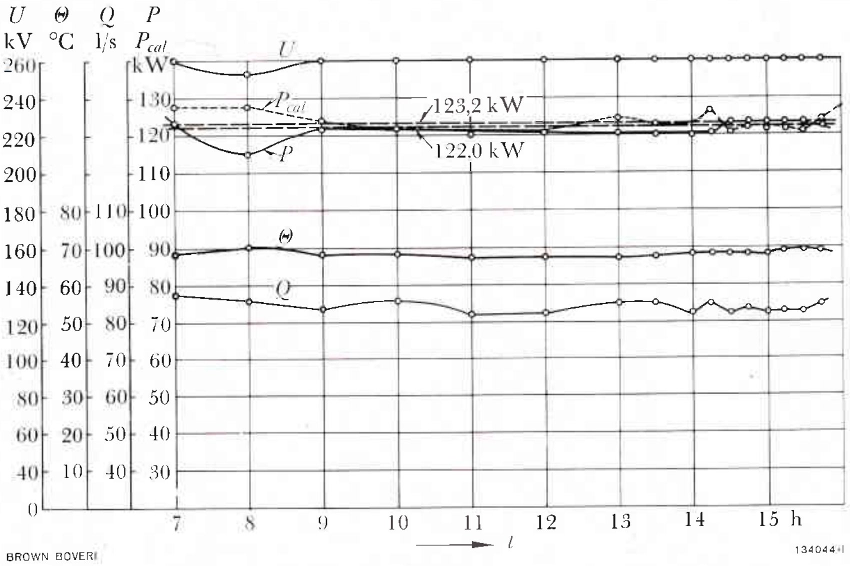


Fig. 8. – Mesures de comparaison

P = pertes mesurées avec un pont
P_{cal} = pertes déterminées par la méthode calorimétrique
U = tension aux bornes de la bobine, calculée par $I\omega L$, en kV
θ = température de l'huile à la partie supérieure en °C
Q = quantité d'eau de refroidissement en l/s
t = temps en heures

dans les pertes mesurées par calorimétrie sont comprises entre autres les pertes de la pompe de circulation d'huile. Ces mesures montrent que la Société Brown Boveri est à même, grâce à la méthode du pont, de déterminer avec une grande précision les pertes actives de bobines de cette puissance sans les pertes de temps et d'énergie qu'entraîne la méthode calorimétrique. Un deuxième avantage est la mesure des pertes en fonction de la tension qui permet au technicien de connaître les valeurs intéressantes des pertes à des tensions inférieures ou supérieures à la tension nominale.

Processus de mesure

Il est connu que pour les bobines d'inductance, on ne peut comme pour les transformateurs séparer les pertes en pertes en charge et à vide par les mesures classiques en court-circuit et à vide. On doit plutôt mesurer directement les pertes totales à pleine tension et à la température de service. Cela signifie qu'il faut disposer de la pleine puissance de la bobine au moins pour la brève durée de l'essai.

C'est pourquoi nous utilisons dans ce cas la méthode suivante : la température de la bobine est déterminée avec la méthode par variation de résistance. A cet effet, la résistance de l'enroulement de la bobine est tout d'abord mesurée à froid. Pour amener la bobine à la température de service désirée de 75 °C, on laisse l'huile circuler à travers le dispositif de chauffage d'une installation de préparation de l'huile, jusqu'à ce que la température moyenne de l'enroulement, contrôlée par le dispositif de mesure de la résistance, atteigne 70 °C. Ensuite, le dispositif de mesure est déconnecté, la bobine mise sous tension et les pertes mesurées; les divers instruments sont lus simultanément. Pendant le temps où la bobine est sous tension, sa température s'élève d'environ 5 °C. La bobine est tout de suite déconnectée et le dispositif de mesure de la résistance de nouveau raccordé. Ces manœuvres demandent en moyenne moins d'une minute. En effectuant de nombreuses mesures de la résistance à intervalles réguliers dès le moment de déclenchement, on peut tracer la courbe de refroidissement de la bobine et par extrapolation déterminer exactement la température au déclenchement, soit lors de la mesure des pertes. On a procédé de cette façon pour les cinq bobines. Toutes les mesures de résistances ont été faites avec un pont de Thomson selon chiffre 6 de la figure 5. Peu avant la détermination des pertes avec le pont de Schering modifié, chiffre 4, figure 5, on effectue un contrôle des transformateurs de tension, chiffre 3, avec un dispositif de transformateurs capacitifs de mesure, chiffre 5 de la figure 5.

Mesures du bruit et des vibrations

Les mesures du bruit et des vibrations se font à la tension nominale et à cause de la durée de l'essai d'une minute en plusieurs fois; selon les normes

NEMA [10], le niveau de bruit est mesuré avec les ventilateurs arrêtés et en marche.

Les niveaux de bruit (valeurs moyennes) sont:

Bobines d'inductance type I	84 dB_A	sans ventilation
	88 dB_A	avec ventilation
Bobines d'inductance type II	81 dB_A	sans ventilation
	85 dB_A	avec ventilation

Les mesures de vibrations sont faites ainsi: on détermine tout d'abord à la moitié de la tension nominale, les endroits qui vibrent le plus. Puis à ces endroits on mesure encore une fois à l'excitation nominale de la bobine.

La plus grande valeur mesurée correspond à une sollicitation de 30 kgf/cm², donc à environ 1,5 % de la limite élastique du matériau utilisé.

Essais au choc

Pour satisfaire à cet essai, les bobines devaient supporter sans la moindre défaillance trois chocs à onde pleine d'une valeur de crête de 2150 kV au minimum. Comme la commande comprend deux exécutions de puissances différentes, une bobine de chaque exécution fut soumise à un essai de type à onde coupée avec une tension de crête de 15 % plus élevée que l'onde pleine. On a admis pour tous les essais la polarité négative.

Pour prouver que tous les chocs se sont produits sans erreur, la tension de choc et le courant s'écoulant de l'extrémité de l'enroulement par un shunt à la terre étaient relevés par un oscillographe à grand pouvoir résolvant. La cuve était mise directement à la terre. Les détails du couplage du circuit de choc sont donnés dans la figure 9.

La résistance d'amortissement R_D dut, à cause de la grande capacité d'entrée des deux demi-enroulements en parallèle, être réduite à environ la moitié de la valeur habituelle lors des essais de choc. Lors du réglage de la durée de front d'onde, il faut se contenter d'un compromis entre une durée de front encore acceptable et une faible oscillation à la crête de la tension de choc et d'avoir ainsi une onde qui ne diffère pas trop de l'onde normale et dont la valeur de crête se mesure facilement. Lors de la montée, il faut tenir compte des oscillations à haute fréquence, dues en grande partie à l'inductance des conducteurs de liaison entre le générateur d'onde de choc et la bobine. Avec le couplage choisi, il s'écoule 2,7 µs de l'origine conventionnelle de l'onde de choc à l'instant où la valeur maximum de crête est atteinte. Cette durée est un peu supérieure à la limite fixée de 2,5 µs (prescription ASA). Cependant un si léger dépassement est admissible lorsque l'objet à essayer a une capacité d'entrée au choc aussi élevée que dans

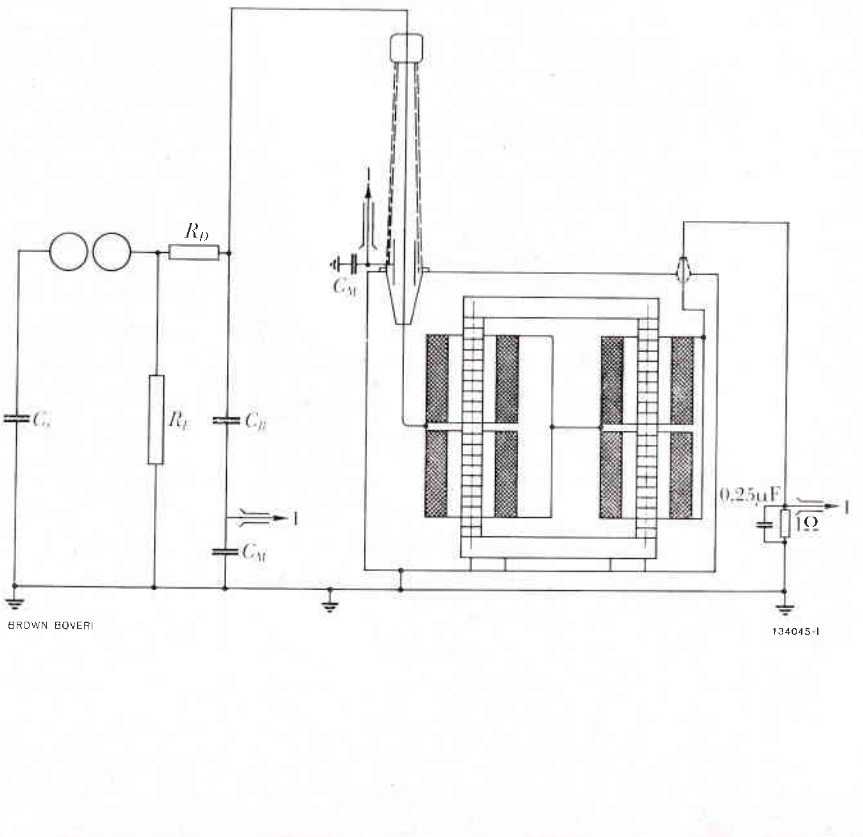


Fig. 9. – Schéma du circuit de choc

C_s = capacité de choc (22 étages de 0,4 µF chacun)
C_B = capacité de charge (diviseur)
C_M = condensateur de mesure
R_E = résistance de décharge
R_D = résistance d'amortissement
I = raccordement pour les lignes de mesure de l'oscillographe

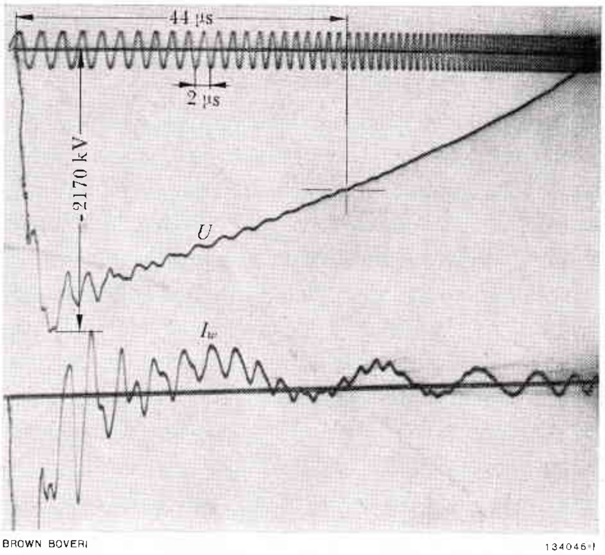


Fig. 10. - Oscillogramme d'une onde pleine

Choc à onde pleine avec une tension $U = -2170$ kV
I_w = courant dans l'enroulement

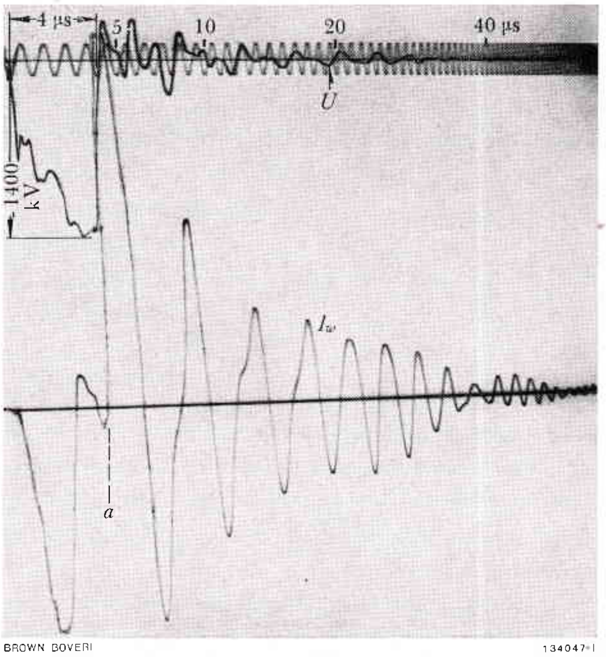


Fig. 11. - Oscillogramme d'un choc de référence

Choc à onde coupée avec $U = -1400$ kV
I_w = courant dans l'enroulement a = moment de la coupure

le cas présent. Pour tracer l'allure réelle de la tension produite à l'enroulement dans les premières microsecondes, il faut faire la mesure aussi près que possible de l'entrée de l'enroulement. Le point le plus proche est l'armature de la traversée haute tension à laquelle il est facile de connecter un diviseur capacitif; dans ce cas la capacité entre le conducteur haute tension et l'armature de mesure forme la partie haute tension couplée en série avec un condensateur basse tension. De mesures faites précédemment, nous savons que le rapport de transmission de ce diviseur est tout à fait satisfaisant pour les fréquences considérées. Pour la mesure de la durée de front, on utilise un diviseur semblable. Des oscillogrammes comparatifs pris avec le diviseur de tension normal monté avec le générateur de choc, qui est éloigné d'au moins 6 m de l'extrémité de la traversée, présentent des différences dans la montée de tension et une plus grande durée du front de l'onde, mesurée au diviseur de tension du générateur. La figure 10 représente un oscillogramme d'une onde pleine avec une tension de crête de −2170 kV.

La coupure précise, dans le temps, d'une tension aussi élevée (− 2475 kV) n'est possible qu'au moyen d'un éclateur à tiges très soigneusement réglé [11]. L'incertitude concernant le moment de la coupure d'environ 0,3 à 0,5 µs n'influence pas, d'après l'expérience, la comparaison des courants et la sûreté du jugement du déroulement de l'essai. Tout risque de non ou de mauvais fonctionnement des circuits spéciaux de commande et de déclenchement est évité, ce que nous considérons comme un avantage décisif de l'emploi de simples éclateurs à tiges. Si le moment de coupure de l'onde d'essai ne concorde pas avec celui de l'onde de référence de plus faible tension qui la précède et par suite les deux courbes de courant ne coïncident pas comme on le désire, il est toujours possible dans ce cas de faire, après coup, d'autres oscillogrammes de référence du temps correct de coupure et un oscillogramme de courant permettant la coïncidence.

Lors de l'essai avec la coupure de la tension de choc de −2475 kV après 4 µs, la distance d'éclatement est respectable: 2,70 m pour l'éclateur tige–tige, placé à l'air libre, dans le voisinage immédiat de la bobine. Les figures 11 et 12 montrent des oscillogrammes de chocs de référence et d'essai avec la tension de choc coupée sur la queue, avec la même sensibilité du système de mesure, donc les amplitudes de l'oscillogramme sont proportionnelles aux grandeurs des phénomènes. Les deux courbes de tension et de courant se recouvrent jusque dans leurs moindres détails, si l'on ne tient pas compte de l'amplitude, ce qui, pour ces très hautes tensions de choc et les tensions

induites dans les fils de terre demande une technique très poussée et une installation très soignée des connexions de mesure et à la terre.

Tous les essais prévus se sont déroulés en présence du représentant du client sans aucune perturbation. Il fut ainsi possible d'expédier les bobines d'inductance bien avant l'écoulement du délai de livraison. Elles sont déjà montées au Canada (figure de la couverture) et elles ont derrière elles les premières périodes de fonctionnement.

Tous ces essais prouvent que la Société Brown Boveri domine l'étude et la fabrication de tels enroulements à très haute tension, desquels on peut attendre un comportement en exploitation donnant pleinement satisfaction.

(T.C.) W. ERB et D.J. KRAAIJ

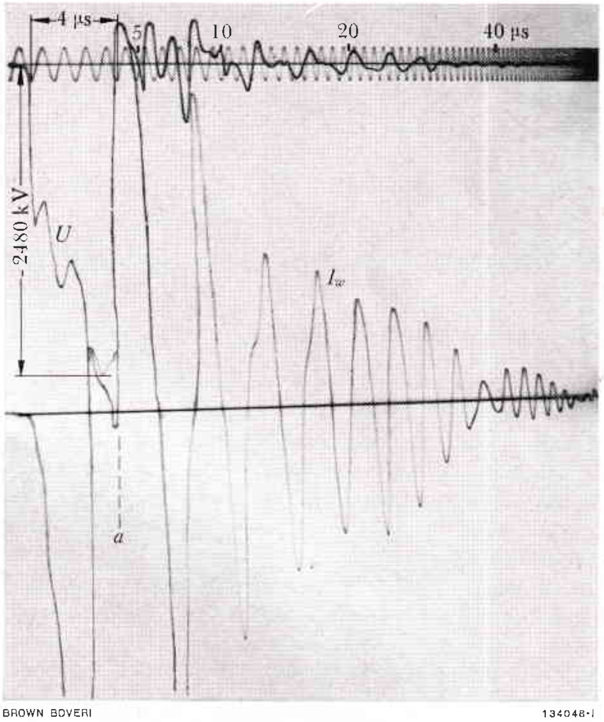


Fig. 12. – Oscillogramme de l'essai au choc

Essai au choc avec onde coupée avec une tension $U = -2480$ kV
I_w = courant dans l'enroulement a = moment de la coupure

Bibliographie

[1] P. ALTHAMMER: Problèmes relatifs à la stabilité des lignes de transmission à très haute tension. *Rev. Brown Boveri,* t. 51 (1964), n° 1/2, p. 10 à 20.

[2] A. MEYERHANS: Une construction nouvelle des bobines d'inductance de grande puissance destinées à la compensation d'énergie réactive. *Rev. Brown Boveri,* t. 45 (1958), n° 9, p. 407 à 410.

[3] B. GÄNGER: Quelques résultats des essais diélectriques d'appareils et de maquettes de transformateurs pour 750 kV. *Rev. Brown Boveri,* t. 50 (1963), n° 3, p. 159 à 175.

[4] A. EDLINGER: Transformateurs et bobines de compensation à 750 kV. *Rev. Brown Boveri,* t. 51 (1964), n° 1/2, p. 56 à 67.

[5] A. GOLDSTEIN: Trocknung und Vakuumimprägnierung von Hochspannungstransformatoren. *Bull. Ass. suisse Elect.,* t. 52 (1961), n° 19, p. 757 à 764.

[6] La Société Brown Boveri à l'Exposition nationale suisse de 1964. *Rev. Brown Boveri,* t. 51 (1964), n° 4, p. 205 à 264.

[7] E. ZINN: Messung von Spannungswandlern mit der Stromwandler-Messeinrichtung nach Schering-Alberti. *Elektrotech. Z.,* édit. A, vol. 75 (1954), n° 20, p. 687 à 690.

[8] F. DEUTSCH: La mesure des pertes de grandes bobines d'inductance. *Rev. Brown Boveri,* t. 47 (1960), n° 4, p. 268 à 278.

[9] H. DE BOURG, R.S. JENKINS, I. SLETTENMARK, C.A. TENGSTRAND, C.E. WESTER: Détermination calorimétrique des pertes des alternateurs et des réactances. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.,* t. II (1964), rapp. n° 119.

[10] NEMA-Standards. Publ. n° TR 1-1962.

[11] B. GÄNGER: L'essai des transformateurs au moyen d'ondes de choc coupées. *Rev. Brown Boveri,* t. 45 (1958), n° 1, p. 29 à 43.

[12] A. GOLDSTEIN: Quelques problèmes de la transmission de l'énergie électrique à très haute tension (750 kV). *Bull. S.R. Belge des Electriciens,* vol. 81 (1965), n° 2, p. 175 à 191.

Progrès réalisés dans la technique de l'essai des transformateurs

621.314.21.001.4

Les travaux de recherche des commissions internationales en vue d'une adaptation des prescriptions d'essai existantes nous incitent à présenter un aperçu de la technique des mesures actuelles. Cet exposé conserve les définitions usuelles, généralement adoptées sur le plan international. Nous poursuivons par une courte introduction à la technique connue des mesures. Par suite de la construction d'unités toujours plus grandes, cette technique des mesures est obligée de satisfaire des spécifications nouvelles. Dans un autre chapitre, nous décrivons les progrès réalisés dans la technique des méthodes d'essai, ainsi qu'un transformateur auxiliaire universellement applicable, muni de transformateurs de courant de précision incorporés. La fin de l'exposé cherche à préciser les tendances d'évolution de la technique de l'essai dans un proche avenir.

Les efforts internationaux en vue d'une adaptation des prescriptions des essais motivent un examen plus approfondi de la technique de l'essai des transformateurs de grande puissance. Tous les essais actuellement connus figurent en divers groupes et sous-groupes dans le tableau ci-dessous. Nous distinguons quatre groupes:

1. Essais de routine, essais de réception inclus
2. Essais de type
3. Essais spéciaux
4. Essais d'étude

Groupe et sous-groupes:
Genre d'essai

1	*Essais de routine*
1.1	Mesures de résistance
1.2	Rapport de transformation et polarité
1.3	Mesures à vide
1.4	Pertes dues à la charge
1.5	Essai par tension appliquée
1.6	Essai par tension induite
1.7	Contrôle de fonctionnement
1.8	Contrôle de fabrication
2	*Essais de type*
2.1	Essai de choc avec onde pleine
2.2	Essais d'échauffement
2.3	Impédance homopolaire
3	*Essais spéciaux*
3.1	Mesures du bruit
3.2	Mesures des vibrations
3.3	Essai de choc avec onde coupée
3.4	Pertes diélectriques
3.5	Mesures d'ionisation
3.6	Résistance aux courts-circuits
3.7	Essai de surtension de manœuvre
4	*Essais de recherche*

1. Essais de routine

Il s'agit en l'occurrence d'essais effectués sur tous les transformateurs; essais parfaitement indépendants d'éventuels essais de réception ultérieurs, qui constituent en principe une répétition des essais de routine, permettant au client ou à son représentant de s'assurer de l'observation des garanties et du fonctionnement correct du transformateur. Des essais de réception se rapportant à d'autres groupes sont exécutés contre remboursement de nos dépenses supplémentaires.

1.1. Mesures de résistance

Ces dernières s'effectuent soit par la méthode courant–tension désignée, en abrégé, par méthode *U-I*, soit à l'aide d'un pont de mesure, par exemple avec un pont de Thomson ou de Wheatstone. La source d'énergie doit alors fournir un courant qui amène le circuit magnétique à sa saturation [1, 7][1].

1.2. Rapport de transformation et polarité

Les deux mesures sont effectuées simultanément au moyen de la méthode du pont. Des exceptions se rapportent à certains couplages spéciaux de trans-

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, page 888.

formateurs, dont les vecteurs sont déviés d'un multiple non entier de 60 ° [2]. Dans de tels cas la mesure est effectuée à l'aide de voltmètres.

1.3. Mesure à vide

Cette mesure est effectuée à l'aide de voltmètres, d'ampèremètres et de wattmètres avec des transformateurs de courant et de tension. La méthode des trois wattmètres pour unités triphasées assure dans ce cas une précision de mesures d'environ 3 %. A ce sujet, il y a lieu de considérer attentivement l'allure de la courbe de tension, par exemple en déterminant le facteur de forme avec des voltmètres donnant les valeurs moyennes et efficaces [3, 4].

1.4. Pertes dues à la charge ou pertes dans le cuivre

La mesure s'effectue d'une manière analogue à la mesure à vide [4], les pertes devant de préférence être mesurées avec un courant supérieur à $0{,}6 \cdot I_n$. La valeur mesurée sera ensuite multipliée par le carré du rapport des courants. Les transformateurs de mesure utilisés devront présenter des angles de déphasage assez petits afin que l'erreur ainsi occasionnée demeure, pour un petit cos φ, inférieure à la précision de mesure des wattmètres.

1.5. Essai par tension appliquée

Les basses tensions sont réglées directement au moyen de voltmètres et de transformateurs de tension. Les tensions d'essai élevées à partir de 50 kV environ sont mesurées à l'aide d'éclateurs à sphères ou d'un dispositif de mesure de la tension de crête.

1.6. Essai par tension induite

Lors de l'essai de transformateurs avec isolement gradué, l'essai par tension appliquée suivant 1.5 ne saurait être utilisé qu'au niveau le plus bas du point neutre. Pour la fin, côté réseau, de l'enroulement haute tension, l'essai par tension appliquée sera remplacé par l'essai par tension induite de même hauteur par rapport à la terre. Dans cet essai, la tension sera également mesurée à la fin de l'enroulement soumis à l'essai au moyen de l'éclateur à sphères ou d'un dispositif de mesure de la tension de crête.

1.7. Contrôle de fonctionnement des accessoires

Ces essais comprennent les contrôles de la protection Buchholz, des transformateurs de courant incorporés, du câblage, des ventilateurs, etc.

1.8. Contrôles de fabrication

Les transformateurs sont soumis à ces essais avant que leur montage soit terminé; ces essais comprennent:

Essai de la résistance d'isolement des tôles magnétiques sur le noyau terminé;

Contrôle des connexions par mesures du rapport de transformation;

Surveillance du séchage par mesure du facteur de pertes (tan δ) de l'isolation principale [16].

2. Essais de type

Dans une série déterminée, l'essai de type ne sera effectué qu'avec un seul transformateur.

2.1. Essai de choc avec onde pleine

La mesure de l'amplitude de la tension de choc s'effectue à l'aide d'un voltmètre pour tension de choc avec diviseur de tension, qui sera périodiquement contrôlé au moyen d'un éclateur à sphères. L'onde de choc sera en outre enregistrée au moyen d'un oscillographe [6].

2.2. Essais d'échauffement

Le montage d'essai est généralement analogue à celui de la mesure des pertes dues à la charge. Un des enroulements est donc court-circuité. La détermination des températures des enroulements s'effectue soit par mesure des résistances après le déclenchement, ou par la superposition lors de l'essai d'un courant continu de mesure [7].

2.3. Impédance homopolaire

Les valeurs de mesure recherchées sont déterminées par l'intermédiaire de transformateurs de tension et de courant au moyen de voltmètres et d'ampèremètres [8].

3. Essais spéciaux

3.1. Mesures de bruit

Ces mesures sont exécutées à l'aide d'un sonomètre, composé d'un microphone et d'un amplificateur. Ce dispositif est complété par un analyseur

d'harmoniques, le réseau filtrant et des instruments de lecture et d'enregistrement servant à l'interprétation des résultats de mesure [9].

3.2. *Mesures des vibrations*

Ces dernières nécessitent partiellement les mêmes instruments déjà utilisés dans les mesures du bruit, le microphone étant cependant remplacé par un convertisseur de signaux, tel qu'un pick-up. Lors des mesures effectuées avec des extensomètres à fil résistant, on se sert de ponts de mesure spéciaux munis d'amplificateurs [9].

3.3. *Essai de choc avec onde coupée*

Le procédé de mesure est similaire à l'essai de choc mentionné sous 2.1 [10].

3.4. *Pertes diélectriques*

Mesure du facteur de pertes (tan δ) de l'isolation principale avec une tension appliquée de 5 kV. La mesure est exécutée au moyen d'un pont de Schering et d'un condensateur étalon.

3.5. *Mesure d'ionisation et tension perturbatrice radioélectrique*

La détermination de la tension perturbatrice radioélectrique fournit la preuve de perturbations éventuelles occasionnées par le transformateur dans les communications et la réception radiophoniques. A ce point de vue, il est indifférent que cette source perturbatrice se trouve à l'intérieur ou à l'extérieur du transformateur. La détermination de l'ionisation à l'intérieur du transformateur, jusqu'à 1,2 fois la tension nominale, constitue par contre un contrôle de l'isolement et la localisation de l'endroit où l'ionisation a lieu revêt une grande importance pour le constructeur. La mesure est effectuée au moyen d'appareils destinés à la réception d'oscillations à haute fréquence à modulation d'amplitude [11].

3.6. *Résistance aux courts-circuits*

Ce domaine de la technique des mesures est encore en pleine évolution. Les mesures mêmes comprennent plusieurs modalités de la technique des mesures se rapportant à plusieurs procédés, tels que par exemple la mesure d'induction, l'extensomètre à fil résistant, des observations optiques et acoustiques, la technique des observations au ralenti, etc. Nous serions toutefois enclins de qualifier ces procédés plutôt d'essais de recherche [13].

3.7. *Surtensions de manœuvre*

Ce domaine de la technique des essais a réalisé au cours de ces dernières années de grands progrès, bien qu'aucune forme d'onde normalisée n'ait encore été précisée sur l'échelle internationale. L'ASA[2] a toutefois fixé provisoirement une forme d'onde d'une durée de front de 100 µs et d'une durée totale de 1000 µs.

La littérature donne de nombreuses méthodes de production d'ondes longues. En ce qui concerne la nécessité des essais de surtension de manœuvre sur les transformateurs, nous renvoyons aux publications [12, 12a].

4. Essais de recherche

Les essais de recherche n'ont été mentionnés qu'en vue de fournir un aperçu complet. De tels essais servent à l'amélioration d'anciennes, et à la réalisation de nouvelles conceptions dans la construction des transformateurs, ainsi qu'à l'étude de nouvelles méthodes de la technique des mesures, assurant de ce fait l'avenir de chaque entreprise technique.

Ces essais sont exécutés suivant des programmes d'essais à part et se rapportent soit à tous les essais précités, soit à une technique entièrement nouvelle.

5. Progrès réalisés sur les plates-formes d'essai

Progrès réalisés dans les essais de routine

Les progrès dans les essais de routine sont généralement basés sur deux tendances: en premier lieu la recherche d'une élévation de la précision des mesures en ce qui concerne l'aspect physique du problème et en second lieu l'effort portant sur la rationalisation des essais qui touche plus particulièrement l'aspect administratif.

Ces deux facteurs sont étroitement liés dans les essais de routine. Cette corrélation a motivé l'acquisition pour la plate-forme d'essai de Baden d'un nouveau transformateur auxiliaire d'une puissance continue de 30 MVA.

Les figures 1 et 2 représentent la partie active de ce transformateur compliqué, exécuté par la Tecnomasio Italiano Brown Boveri à Milan, société italienne faisant partie de notre groupe. La figure 3 représente le transformateur terminé, dont les caractéristiques techniques sont les suivantes:

[2] ASA = American Standard Association.

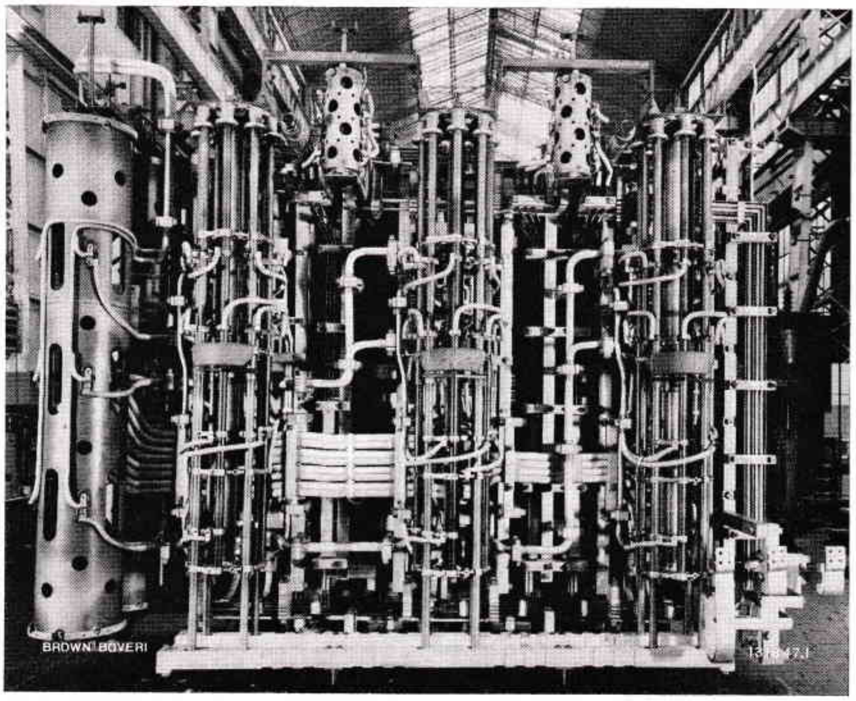


Fig. 1. – Partie active du nouveau transformateur auxiliaire triphasé de 30 MVA sur la plate-forme d'essai des transformateurs à Baden

A gauche, disposés l'un derrière l'autre, deux commutateurs pour la commutation en série-parallèle de l'enroulement haute tension (HT). A l'avant: trois commutateurs à prises pour le réglage des tensions (côté haute tension). Dans le haut, entre les commutateurs à prises, se trouvent les deux commutateurs servant à l'adaptation de l'enroulement basse tension aux sources d'énergie disponibles.

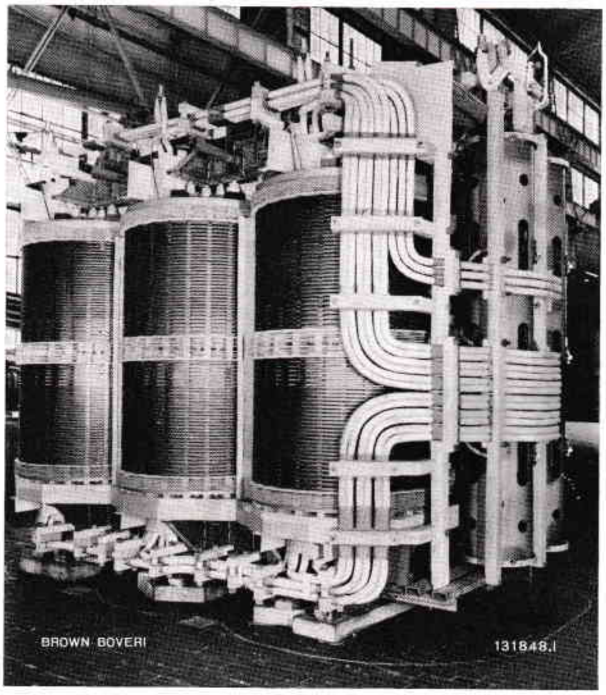


Fig. 2. – Partie active du nouveau transformateur triphasé de 30 MVA

A droite: les deux commutateurs pour le couplage en série-parallèle des enroulements secondaires.

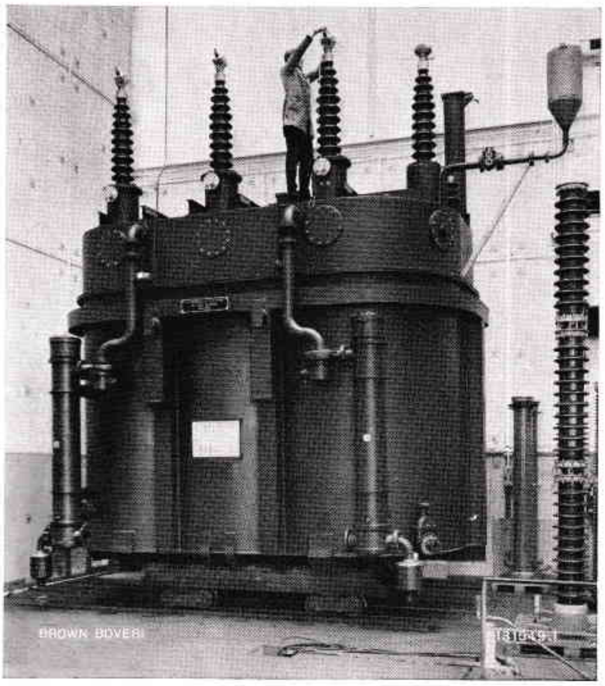


Fig. 3. – Le nouveau transformateur triphasé de 30 MVA lors de l'essai final à la plate-forme d'essai de Baden

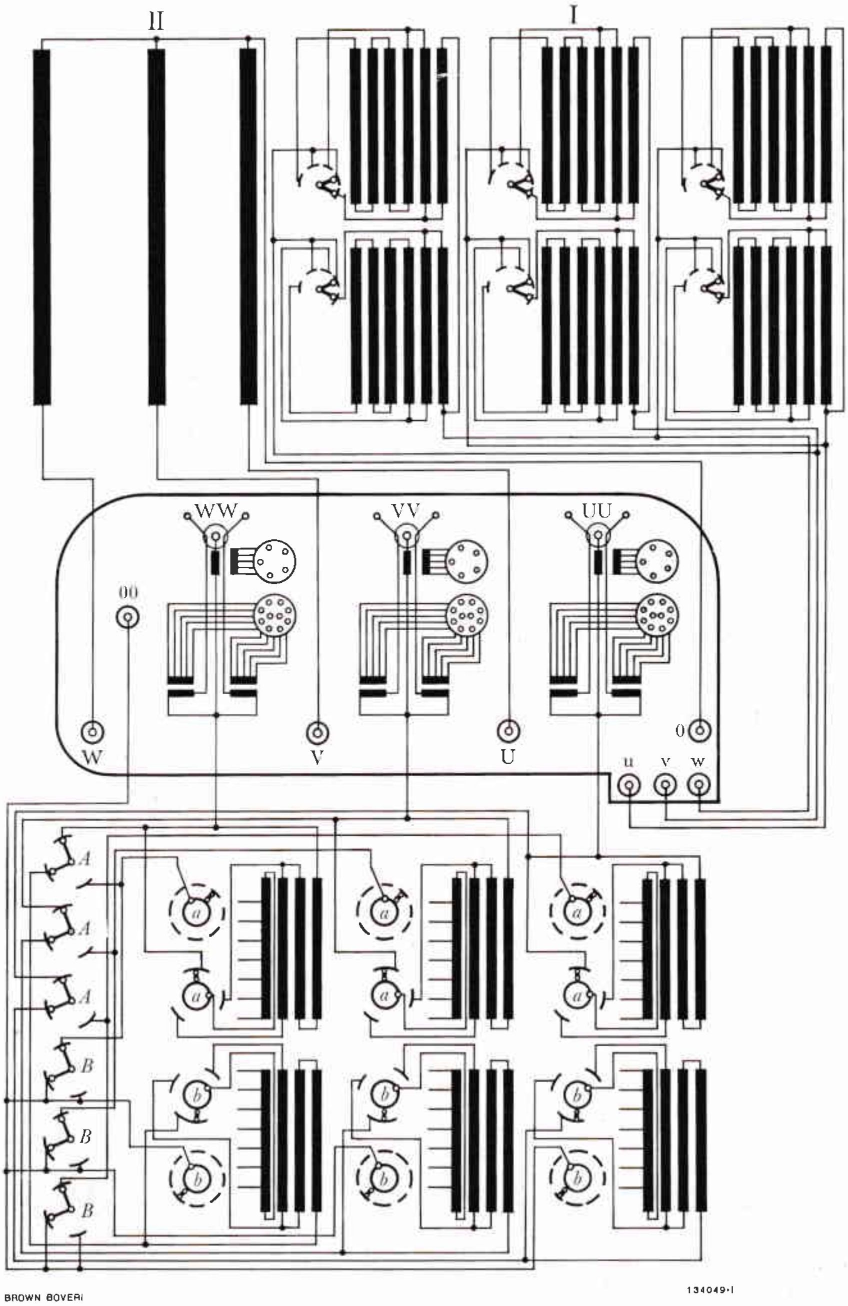


Fig. 4. – Schéma de connexion du transformateur triphasé de 30 MVA représenté par les figures 1, 2 et 3

pour fréquences d'essai de $(16^2/_3)$–50–(60–250) Hz.

Enroulement I: 30000–9500–3680 kVA, 8,5–2,7–1,04 kV, 2040 A

Enroulement II: 7830 kVA, 27 kV, 167 A

Enroulement III: 30000–4260 kVA, 110,9–2,4 kV, 156–1000 A

Trois transformateurs de courant par phase:

1000–600–300–150/5 A
75–40–25–15/5 A
7,5–4–2,5–1,5/5 A

Groupes de couplage Yd11/Yd11/Yyo

A, *a* = commutateurs série/parallèle, et commutateurs à prises du demi-enroulement supérieur

B, *b* = commutateurs en série/parallèle et commutateurs à prises du demi-enroulement inférieur

Enroulement commutable basse tension pour 900 volts à $16^2/_3$ Hz, pour 2000 volts à 250 Hz et pour 8,5 kV à 50 et 60 Hz. L'enroulement haute tension fournit une tension réglable entre 2 et 110 kV (!) Le réglage de ces rapports de transformation s'effectue sans exception au moyen de commutateurs à prises variables et à prises de réglage, ce qui élimine la fastidieuse commutation au moyen de barres de cuivre pratiquée jusqu'à présent. Ce transformateur comporte en outre un troisième enroulement pour 60 kV à 250 Hz, permettant le raccordement d'une bobine d'inductance à 250 Hz à réglage continu pour 60 kV et 10 Mvar, permettant de compenser la puissance réactive lors des essais par tension induite. Du côté haute tension se trouvent neuf transformateurs de courant bien blindés, soit trois par phase. Ces transformateurs permettent de mesurer des courants de 0,5 à 1000 A avec une très grande précision; cette dernière permettant également la mesure absolument correcte des pertes en court-

circuit sur objets de faible facteur de puissance, motivé par une augmentation continue des puissances unitaires des appareils. La figure 4 illustre le schéma de connexion de ce transformateur. Les demi-enroulements à haute tension sont connectés en série ou en parallèle à l'aide des commutateurs à prises *A* et *B*. Les trois commutateurs à prises de réglage *a* et *b* permettent de régler la haute tension en couplage parallèle avec 2,5 kV, et en couplage série avec 5 kV par gradin. La commutation de l'enroulement basse tension est assurée au moyen de deux petits commutateurs à prises variables, logés entre les commutateurs à prises de réglage (voir fig. 1). Cette variété de facultés de commutation permet d'adapter ce nouveau transformateur à tous les générateurs existants de la plate-forme d'essai. Cet auxiliaire permet de procéder à des mesures avec une erreur globale inférieure à 3 % sur des transformateurs avec une tension de court-circuit allant jusqu'à 20 % et une puissance jusqu'à 300 MVA. Ce transformateur permet en outre d'effectuer des essais d'échauffement sur de tels appareils de grande puissance. La pratique en vigueur jusqu'à présent, suivant laquelle on disposait séparément les transformateurs de courant et changeait fréquemment ces derniers en vue de leur adaptation aux divers rapports de transformation, est dorénavant superflue. Il suffit de raccorder les unités triphasées uniquement par trois câbles au transformateur auxiliaire, ces câbles pouvant ensuite subsister pour la mesure à vide et l'essai par tension induite. Seuls les transformateurs de tension doivent être adaptés, ce qui ne prend toutefois pas beaucoup de temps. Cet auxiliaire assure ainsi une rationalisation sensible des essais. Il convient de préciser pour terminer, que de tels transformateurs si compliqués ne seraient pas rentables dans l'exploitation d'un réseau normal.

Progrès réalisés dans les essais de réception

Nous enregistrons dans ce domaine des « progrès » d'ordre quantitatif. Comme nous l'avons déjà mentionné, tous les transformateurs sortant de nos usines sont contrôlés par les essais de routine indiqués dans le paragraphe 1.

L'industrie électrotechnique suisse se trouve en ce sens dans une situation exceptionnelle, puisque lors de la réception par l'Association suisse des électriciens (ASE), toutes les mesures sont exécutées chez le constructeur à l'aide des instruments et des transformateurs de mesure de cette association. Un tel procédé assure un contrôle plus ou moins régulier de nos propres mesures et de nos instruments en comparant nos propres résultats à ceux des essais de réception de l'ASE. L'excellente concordance constatée jusqu'à présent fournit à l'ingénieur de la plate-forme d'essai des indications utiles au sujet de la sûreté de ses instruments et de ses procédés de mesure. Ce service de l'ASE demeure à notre connaissance unique dans la pratique des réceptions.

Nous ne voudrions en outre passer sous silence le sujet délicat des spécifications de réception exagérées, et nous pourrions citer à ce sujet des exemples de spécifications de réception, qui du point de vue technique demeurent peu sensées et impropres [17]. D'une manière générale, nous pouvons affirmer que les essais des groupes 1 et 2 précités suffisent entièrement au contrôle des transformateurs normaux.

Quelques simplifications ont été apportées dans le secteur administratif, par exemple dans les copies des procès-verbaux d'essai destinés aux clients, renfermant tous les résultats essentiels des mesures effectuées sur le transformateur. A titre d'exemple, nous présentons à la fin de l'article le procès-verbal d'essai complet du transformateur auxiliaire de

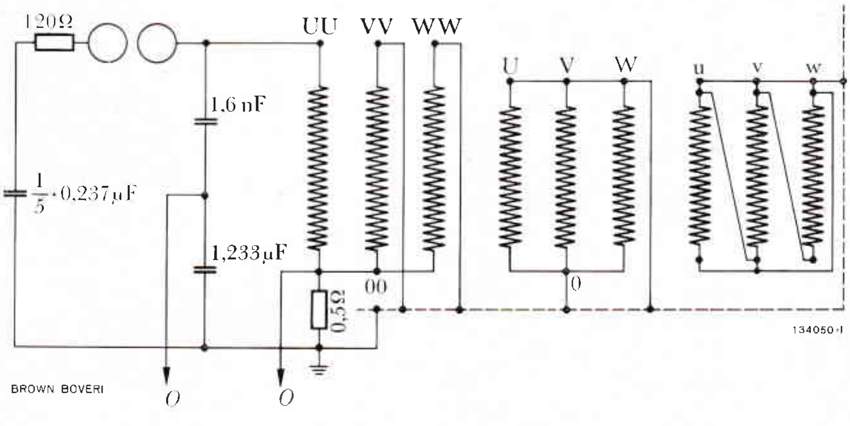


Fig. 5. – Schéma de principe du couplage Tr-VL 23375 se rapportant au procès-verbal d'essai de l'essai au choc du transformateur n° T 54934 selon la figure 3

O désigne les raccordements à l'oscillographe cathodique.

30 MVA, précédemment décrit et destiné à notre plate-forme d'essai. La figure 5 montre le schéma de connexion correspondant à l'essai aux ondes de choc.

Progrès réalisés dans les essais de type

Notre plate-forme d'essai destinée à l'essai aux ondes de choc fut modernisée au cours des dernières années. Nous disposons ainsi en plus de l'oscillographe bien connu à cathodes froides et à quatre faisceaux, de deux oscillographes à cathodes chaudes à deux faisceaux avec caméra Polaroïd incorporée. Après l'étalonnage du diviseur de tension et du voltmètre de choc, la tension d'essai est ajustée sur ce dernier. L'aiguille du voltmètre de choc demeure, on le sait, sur la tension atteinte, ce qui permet d'effectuer un contrôle immédiat. Les caméras Polaroïd fournissent les oscillogrammes désirés 10 à 30 secondes après l'onde de choc, et le contrôle au moyen de convertisseurs électro-acoustiques à l'intérieur du transformateur devient superflu. Le temps d'essai a ainsi pu être réduit de moitié, sans pour autant diminuer la précision des mesures.

Au point de vue de la technique des mesures les essais d'échauffement nous incitent aux remarques suivantes:

Le principe de mesure du courant continu superposé fut abandonné à Baden, et ceci parce que le dispositif d'essai, s'il n'est pas installé à demeure dans un endroit, exige trop de temps et de place. Dans des cas critiques la méthode des moindres carrés peut être appliquée à l'évaluation des courbes de refroidissement [7].

Progrès réalisés dans les essais spéciaux

Les progrès les plus marquants sont attendus dans les mesures de l'ionisation, la mesure de la tenue aux courts-circuits et l'essai de surtension de manœuvre (paragraphes 3.5, 3.6 et 3.7). Lors des mesures d'ionisation, on s'efforce de localiser les endroits où l'ionisation a lieu. Divers procédés de mesure ont déjà été préconisés en vue d'un tel repérage, mais les expériences permettant une détermination précise font encore défaut pour l'instant.

Lors de l'essai de tenue aux courts-circuits, l'ingénieur de la plate-forme d'essai doit assumer une tâche fort difficile en jugeant d'après les résultats des mesures, soit généralement des oscillogrammes de courant et de tension, si le transformateur a subi l'essai avec succès. Or on sait que des déformations même assez importantes dans les dimensions des enroulements ne sont souvent guère perceptibles dans la variation de l'impédance en court-circuit et des pertes dues à la charge. Lors des essais d'étude, on applique souvent les méthodes de mesure citées aux paragraphes 3.6.

L'essai de surtension de manœuvre est également en pleine évolution; les deux méthodes suivantes sont principalement discutées à ce sujet:

- **Déclenchement sec d'un transformateur auparavant excité par courant continu;**
- **Décharges de condensateurs avec générateurs de choc modifiés.**

Dans la première méthode la puissance maximale disponible est donnée par la forme de la courbe d'aimantation du noyau du transformateur (cycle d'hystérésis). Dans le second procédé, elle est déterminée par la grandeur du générateur de choc.

6. Perspectives

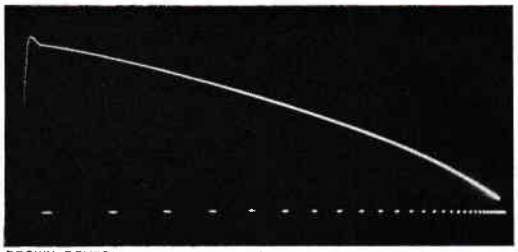
La technique classique des mesures prédomine encore généralement dans les essais de routine, mais l'influence de l'électronique s'impose déjà de manière évidente dans ce domaine. Chez plusieurs constructeurs d'instruments de précision et de laboratoire, la génération des techniciens de mesure, représentants des procédés classiques de mesure, est supplantée par une nouvelle génération d'électroniciens. Si cette tendance comporte certains dangers, elle fournit néanmoins quelques belles perspectives. Ainsi les mesures de puissance sur trois phases à l'aide de wattmètres pourront par la suite être remplacées par une méthode, fournissant avec une même précision angulaire et d'amplitude la somme des résultats partiels directement sur un seul instrument de mesure. Si cette modernisation concerne en premier lieu les essais d'appareillages fabriqués en série, l'augmentation continuelle des puissances des transformateurs et l'accroissement généralement consécutif des impédances de court-circuit atteindraient un niveau où le facteur de puissance lors des mesures de pertes dues à la charge serait inférieur à 0,01. Les angles de déphasage des transformateurs et les faibles déviations des instruments usuels ne sauront plus assurer une précision suffisante des mesures. L'électronique peut porter remède à ce défaut.

Il y a bien des années déjà que nous avons mis au point une méthode par pont destinée à la mesure de pertes actives aux bobines de self selon les procédés classiques de mesure [15]. Or la maison Tettex S.A. de Zurich vient récemment de créer dans le même but une variante du pont de Schering bien connu, permettant d'utiliser ce dernier avec un appareillage

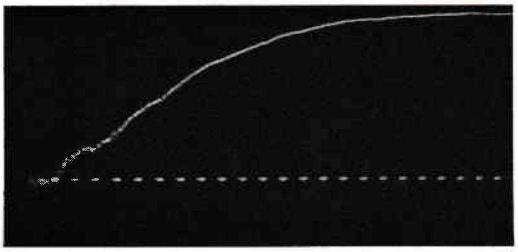
SOCIÉTÉ ANONYME BROWN, BOVERI & CIE, BADEN (SUISSE)

Feuille d'oscillogrammes 1 du procès-verbal d'essai du 8.10.1965
Osc. Tr-VL 2819/1 à 6

Essais aux ondes de choc du transformateur n° T 54 934.
Polarité négative



BROWN BOVERI 1

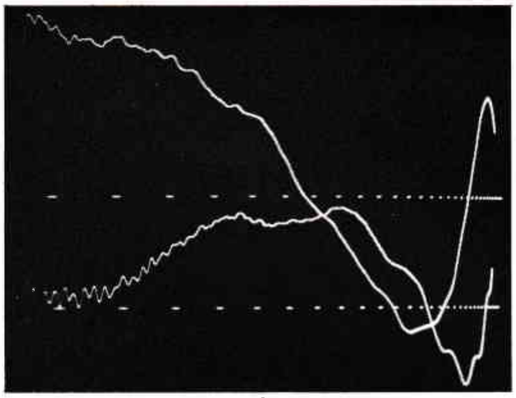


2 134051·I

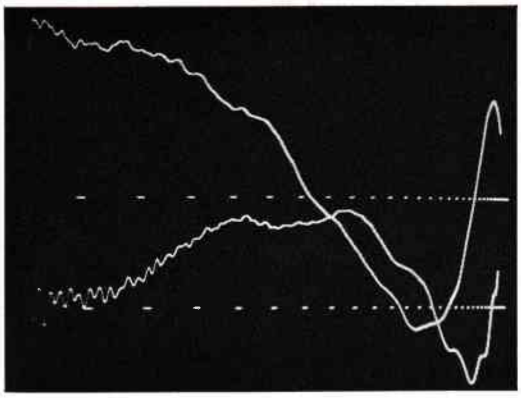
1. Etalonnage sans transformateur 550 kV. Intervalles de 10 µs

2. Front d'onde (env. 50 % U_p) 1,5 µs. Intervalles de 0,1 µs

Borne UU



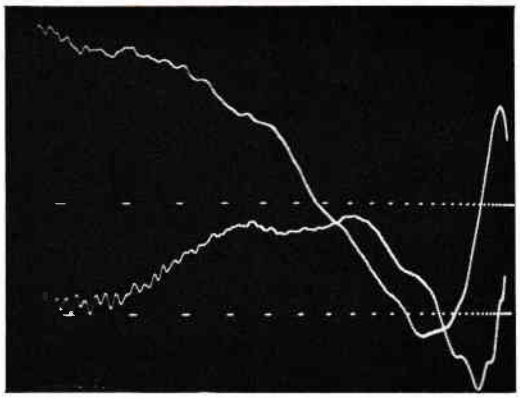
BROWN BOVERI 3



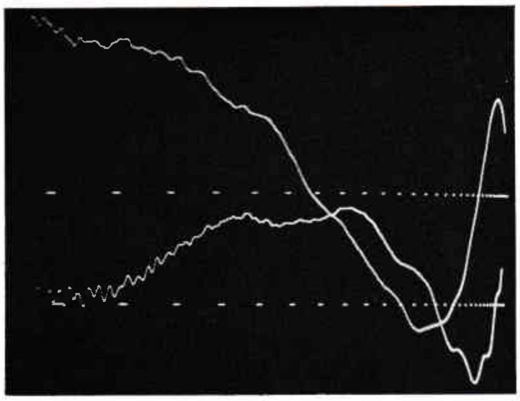
4 134052·I

3. Choc de référence env. 50 % U_p. Intervalles de 10 µs

4. Choc d'essai 550 kV. Intervalles de 10 µs



BROWN BOVERI 5



6 134053·I

5. Choc d'essai 550 kV. Intervalles de 10 µs

6. Choc d'essai 540 kV. Intervalles de 10 µs

Procès-verbal d'essai; WBZ 8.42.0154 T 1 No. de fabr. B NT 54934 page 1

WZT 16365 / 22593 Dépt. de vente 2c Schéma T 853196

Client: Brown, Boveri & Cie Baden
Suisse

Installation: Plate-forme d'essai des transformateurs

Essais de réception: 26.6.1965
Essais particuliers:

Essais aux ondes de choc
Marche en parallèle avec transf. No.

Transformateur

Phases: 1 / 3

No. B NT 54834

Type: TUWFKaw 1965

kVA	30000 - 9500 - 3680
	7830
	30000 - 4160

Rapport de transform. à vide

Volt	8500 - 2689 - 1041
	27040
	110569 - 2404
Amp.	2038
	167
	156.5- 1000

Couplage	Groupe
△	Yd 11
人	Yd 11
人	YY 0

ε cc %	Hz
3,29	50/60
	(250)
	50/60

identique à
No. B -
WBZ: -

1. Rapport de transformation et Polarité

D'après le tableau du schéma T 853196 avec une tolérance de ± 0,5 %

2. Pertes à vide d'après les normes ASE

sous tension nominale de 8,5 kV et f = 50 Hz

U_N %	Pertes à vide mesurées kW	Pertes à vide garanties kW	Courant à vide mesuré %	Courant à vide garanti %
110	72,3	-		-
100	46,9	47,7	0,6	-
90	33,8	-		-
80	-	-		-

3. Mesure des résistances

(Valeurs en ohms par phase) Température de l'huile 23 °C

Enroulement HT		Enroulement MT		Enroulement BT	
Position du commutateur	R	Position du commutateur	R	Position du commutateur	R
23-Série	0,4806	-	0,1959	1	0,002839
23-Parallèle	0,1214				
16- "	0,0966			2	0,005985
15- "	0,0566				
8- "	0,0304			4	0,01792
7- "	0,0323				

BROWN BOVERI 134054 Ib

Procès-verbal d'essai; WBZ 8.42.0154 T 1 No de fabr. B NT 54934 page 2

4. Pertes en court-circuit d'après les normes ASE

Sous courant nominal et à 75 °C

Rapports des tensions et des courants		Pertes dans l'enroulement		Tension de court-circuit	
kV	Amp.	kW mesurées	kW garanties	% mesurée	% garantie
110,5 / 8,5	157 /2038	140,8	146,0	3,29	3,20
19,2 / 8,5	901 /2038	186,9	185,0	6,46	7,00
16,8 / 1,04	126,2 /2040	17,93	-	1,94	-
110,5 / 27	40,9 / 167	24,82	-	2,93	2,8
27 / 8,5	167 / 530	27,98	-	3,21	3,1
27 / 2,7	167 /1670	42,57	-	3,2	-
27 / 1,04	78,5 /2040	19,83	-	1,77	-

5. Essais diélectriques

5.1. Tension induite: à f = 250 Hz 2,08 fois U_N, correspond à 230 kV HT pendant 24 s

5.2. Tension appliquée: f = 50 Hz

Enroulement HT, 230 **kV, pendant** 60 s

Enroulement MT, 95 **kV, pendant** 60 s

Enroulement BT, 24 **kV, pendant** 60 s

Enroulement -, - **kV, pendant** - s

6. Huile: Attestation du laboratoire de chimie No. - **inhibé?** -

Société Anonyme
BROWN, BOVERI & CIE
Plate-forme d'essai
des transformateurs
[signature]

134055 Ib

Baden, le 1.10.1965 [signature]

BROWN BOVERI

BROWN BOVERI

Baden, le 8.10.1965 Clas.: 3

T 40 g la / Procès-verbal d'essai

WBZ: 1346 T1

Installation: Tr-VL Baden

Essai des transformateurs au choc

B T 54934 Phases: 3 Normes: ASE

Puissance: 30 -9,5-3,68 /7,83/30...4,15 MVA Fréquence: 50($16\frac{2}{3}$, 60,250) Hz

Rapport de transformation: (8,5-2,7-1,04)/27/(110,5 + 2,4) kV

Couplage du groupe: △ / ⅄ / ⅄

	HT		
Tension d'essai:			
Onde pleine (kV)	550		
Onde coupée (kV)	-		
Durée jusqu'à la coupure (µs)	-		
Position du commutateur (kV)	110,4		
Polarité	nég. et pos.		
Conditions atmosphériques:			
Pression (mm Hg)	730,9		
Température (°C)	20,0		
Humidité relative (%)	66,0		
Facteur de correction δ	0,961		
Etalonnage:			
Eclateur à sphères ∅ (mm)	1750		
Ecartement (mm)	220		
Tension corrigée (kV)	540		
Polarité	nég.		
Valeur de crête (div.)	200		
Facteur d'étalonnage (kV/div.)	2,7		

Annexes:

2 pages de résultats d'essais

1 schéma des connexions Tr-VL 23375

1 oscillogrammes Tr-VL 2819 / 1-6

Nombre de pages total 4

BROWN BOVERI

Page 4

B T54934

Nº d'oscill.	Bornes	Pol.	Genre d'essai *)	Tension (mm) (div.)	Tension (kV)	Etalonnage temps (μs)	Durée coupure (μs)	Remarques
1	-	neg.	-	204	550	10		Etalonnage sans l'objet essayé,
2	UU	"	-	92	248	0,1		durée du front = 1,5
3	"	"	R	100	270	10,0		
4	"	"	P	204	550	"		
5	"	"	P	204	550	"		
6	"	"	P	200	540	"		
**7	"	"	R	100	270	"		
8	"	pos.	R	98	265	"		
9	"	"	P	204	550	"		
10	"	"	P	206	555	"		
11	"	"	P	202	545	"		
12	"	"	R	96	260	"		
13	VV	neg.	R	101	272	"		
14	"	"	P	203	547	"		
15	"	"	P	205	553	"		
16	"	"	P	203	547	"		
17	"	"	R	98	265	"		
18	"	pos.	R	100	270	"		
19	"	"	P	204	550	"		
20	"	"	P	204	550	"		
21	"	"	P	205	553	"		
22	"	"	R	101	272	"		
23	WW	neg.	R	99	267	"		
24	"	"	P	205	552	"		
25	"	"	P	204	550	"		
26	"	"	P	204	550	"		
27	"	"	R	100	270	"		
28	"	pos.	R	102	275	"		
29	"	"	P	204	550	"		
30	"	"	P	203	547	"		
31	"	"	P	205	551	"		
32	"	"	R	99	267	"		

** Pour ne pas surcharger le procès-verbal, les autres oscillogrammes, montrant des courbes identiques, ne sont pas pris en considération.

*) R = Choc de référence P = Choc d'essai A = Choc avec onde coupée

Baden, le 8.10.1965 Mesures: M.P. Waddleton Vu par: Guillaume

Pour le client

S.A. Brown, Boveri & Cie
Plate-forme d'essai des transformateurs

Christoffel

BROWN BOVERI 134057 Ib

accessoire [14]. Il est toutefois évident, que l'équilibrage simultané de trois ponts de mesure, tel qu'il serait requis pour les mesures de pertes dues à la charge en triphasé, ne saurait guère pouvoir se réaliser. L'électronique industrielle actuelle est toutefois en mesure de satisfaire les exigences de précision requises pour ces tâches nouvelles.

(Tr.) D. J. KRAAIJ

Bibliographie

[1] Master Test Code for Resistance Measurement. AIEE n° 550, mai 1949.

[2] A. KELLER: Eine neue Einrichtung zum Messen des Übersetzungsverhältnisses von Leistungstransformatoren. Thèse, Technische Hochschule Darmstadt 1938.

[3] A. AŠNER: Les pertes à vide des transformateurs mesurées en appliquant une tension non sinusoïdale. *Rev. Brown Boveri*, t. 47 (1960) n° 12, p. 875 à 882.

[4] K. OLSEN: Mesure des pertes et caractéristiques des transformateurs de puissances. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1964, rapp. n° 125.

[5] Règles pour les transformateurs, publication de l'Association suisse des électriciens (ASE), 0189, 1956.

[6] B. GÄNGER: Stossprüfung von Transformatoren. *Elektrotech. Z.* Edit. A, vol. 76 (1955), n° 5, p. 177 à 186.

[7] F. HUBER: Méthodes de mesure utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs et ordre de grandeur des erreurs correspondantes. *Rev. Brown Boveri*, t. 52 (1965), n° 11/12, p. 889 à 896.

[8] M. CHRISTOFFEL: Les réactances homopolaires des transformateurs et bobines d'inductance. *Rev. Brown Boveri*, t. 52 (1965), n° 11/12, p. 837 à 842.

[9] C.M. HARRIS: Handbook of Noise Control. McGraw-Hill Book Co. Inc., New York 1957.

[10] B. GÄNGER: L'essai des transformateurs au moyen d'ondes de choc coupées. *Rev. Brown Boveri*, t. 45 (1958), n° 1, p. 29 à 43.

[11] B. GÄNGER, W. SIEMER, M.J. VORWERK: Internal ionisation and radio interference measurement on power and instrument transformers. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1966, rapp. n° 111.

[12] B. GÄNGER: Surtensions de manœuvre admissibles et essais de tenue d'isolation. *Rev. Brown Boveri*, t. 47 (1960), n° 4, p. 231 à 238.

[12a] M. CHRISTOFFEL: L'effet des surtensions de manœuvre sur les transformateurs de puissance, les bobines d'inductance, les transformateurs de tension et de courant. *Rev. Brown Boveri*, t. 47 (1960), n° 4, p. 225 à 230.

[13] J. DOBŠA, E. PIRKTL: La tenue des transformateurs aux courts-circuits. *Rev. Brown Boveri*, t. 52 (1965), n° 11/12, p. 821 à 830.

[14] W. ERB, D.J. KRAAIJ: Construction et essai des bobines de compensation pour réseau à 735 kV. *Rev. Brown Boveri*, t. 52 (1965), n° 11/12, p. 864 à 875.

[15] F. DEUTSCH: La mesure des pertes de grandes bobines d'inductance. *Rev. Brown Boveri*, t. 47 (1960), n° 4, p. 268 à 278.

[16] A. GOLDSTEIN: Trocknung und Vakuumimprägnierung von Hochspannungstransformatoren. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 52 (1961), n° 19, p. 757 à 764.

[17] P. HAUENSTEIN: Sûreté et sécurité d'exploitation de machines électriques. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 56 (1965), n° 18, p. 805 à 811.

Méthodes de mesure utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs et ordre de grandeur des erreurs correspondantes

621.314.21.017.71.001.4

L'échauffement des enroulements des transformateurs est déterminé généralement par des mesures de résistance avant et après l'essai d'échauffement. Une autre possibilité est de mesurer la résistance à chaud, pendant l'essai, à l'aide d'un courant continu superposé au courant alternatif. L'auteur traite dans cet article les exigences posées aux divers dispositifs de mesure, ainsi que les avantages et les inconvénients des deux méthodes. Il mentionne les possibilités de réduire les erreurs et donne une estimation des erreurs de température probables.

Introduction

Les règles internationales et suisses [1, 2][1] prescrivent que l'échauffement des enroulements de transformateurs immergés dans l'huile doit être déterminé à l'aide de la méthode par variation de résistance. D'après les mêmes règles, l'échauffement des transformateurs peut être produit par diverses méthodes, par exemple:

1. En court-circuit ou en couplage en opposition (récupération), lorsque l'essai est effectué chez le constructeur ou dans une station d'essais.
2. En service sur le réseau (pleine charge), lorsque l'essai a lieu sur le transformateur installé.

Les deux règles se basent sur la méthode suivante: lorsque l'état d'équilibre de l'échauffement de l'huile est obtenu en fonctionnement en court-circuit avec les pertes nominales, on charge immédiatement les enroulements pendant une heure avec le courant nominal. Ensuite, on coupe la charge et, pendant environ dix minutes, on mesure la résistance à chaud de l'enroulement. A l'aide de la résistance à froid, on détermine la température de l'enroulement et par extrapolation la température au moment de la coupure de l'alimentation. Dans la suite, nous désignons cette méthode par la «méthode classique».

Dans la méthode dite de superposition, qui est surtout utilisée en France, on superpose au courant alternatif pendant l'essai d'échauffement, à l'aide de dispositifs spéciaux, un faible courant continu de mesure. La mesure – aussi souvent qu'on le désire – de ce courant continu et de la chute de tension qu'il provoque dans l'enroulement, permet la détermination de la résistance à chaud en service.

Ces méthodes permettent, toutes les deux, de déterminer l'échauffement moyen de l'enroulement; ni l'une ni l'autre ne donne une information sur la température du point chaud.

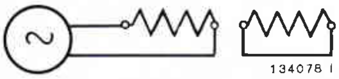
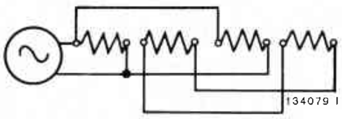
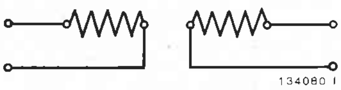
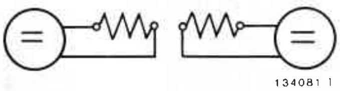
Méthodes d'échauffement

Plusieurs possibilités sont imaginables pour échauffer le transformateur de façon correspondant à son exploitation normale. Le tableau suivant donne l'ensemble de ces possibilités. Si l'essai a lieu chez le fabricant, il n'y a en tous cas que deux possibilités, c'est-à-dire l'exploitation en court-circuit (n° 1) et le couplage en opposition (n° 2). Lors du couplage en opposition, il faut disposer d'un deuxième transformateur semblable à celui qui fait l'objet d'essais et d'une différence de tension réglable correspondant à la somme des deux tensions de court-circuit. Il existe théoriquement la même possibilité avec un transformateur à trois enroulements, cas qui se présente rarement en pratique, mais deux de ces enroulements doivent présenter à peu près la même tension nominale. Avec le couplage en opposition, il se produit l'induction nominale dans le circuit magnétique alors qu'il n'y a pratiquement aucune induction dans le couplage en court-circuit; le couplage en opposition donne donc théoriquement des conditions plus justes.

Une alimentation des deux côtés en courant continu (n° 4 du tableau) n'entre pas en considération, car il ne se produit aucun courant de Foucault dans le cuivre de l'enroulement et l'échauffement ne correspond pas à celui qui se produit en exploitation en courant alternatif. Pour les essais d'échauffement

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, page 896.

Possibilités pratiques de réaliser les essais d'échauffement de transformateurs (représentation monophasée)

N°	Genre d'exploitation	Schéma	Source d'alimentation	Remarques
1	Court-circuit		Alternateur (éventuellement réseau)	L'alternateur doit fournir les puissances active et réactive nécessaires. Il n'y a pratiquement pas d'induction dans le fer. Tension de l'alternateur $= U_c$ du transformateur. Courant de l'alternateur $= I_n$ du transformateur.
2	Couplage en opposition de deux transformateurs (récupération)		Alternateur (éventuellement réseau)	L'alternateur doit fournir les puissances actives et réactives des deux transformateurs. Les puissances des transformateurs doivent être les mêmes. Les différences de potentiel ε_{c1} et ε_{c2} doivent être réglables. L'induction nominale se produit dans le fer. Tension de l'alternateur $= U_n$ du transformateur. Courant de l'alternateur $= \frac{\varepsilon_{c1} + \varepsilon_{c2}}{100\%} \cdot I_n$ du transformateur.
3	Exploitation du réseau (pleine charge)		Réseau des deux côtés ou éventuellement d'un seul côté	Puissances active et réactive du réseau. Les variations de charge influencent l'exactitude des mesures. De brusques déclenchements de charge rendant difficile l'exploitation du réseau.
4	Courant continu		Génératrices	Aucune puissance réactive n'est nécessaire. Comme il n'y a pas de courant de Foucault, l'échauffement ne correspond pas aux conditions réelles.

en réseau, il y a deux possibilités, la pleine charge (n° 3) et, si le réseau n'est pas bouclé, l'alimentation d'un côté par un alternateur.

Méthodes de mesure pour déterminer la résistance à chaud

La mesure de la résistance par courant continu (à froid et à chaud) peut se faire en principe dans chaque cas avec des ampèremètres et voltmètres de précision ou aussi avec des ponts de mesures appropriés (Wheatstone, Thomson, etc.).

Méthode classique

Généralités

Dans ce cas – comme nous l'avons mentionné – la résistance de l'enroulement à chaud est mesurée avec du courant continu après avoir coupé l'alimentation. Afin de ne pas échauffer l'enroulement avec le courant continu, celui-ci ne doit pas dépasser $^1/_{10}$ du courant nominal du transformateur. Pour le choix correct de cette grandeur, un autre facteur joue un rôle déterminant comme nous le verrons plus loin. S'il faut mesurer plusieurs enroulements, un seul circuit suffit dans la plupart des cas; les diverses

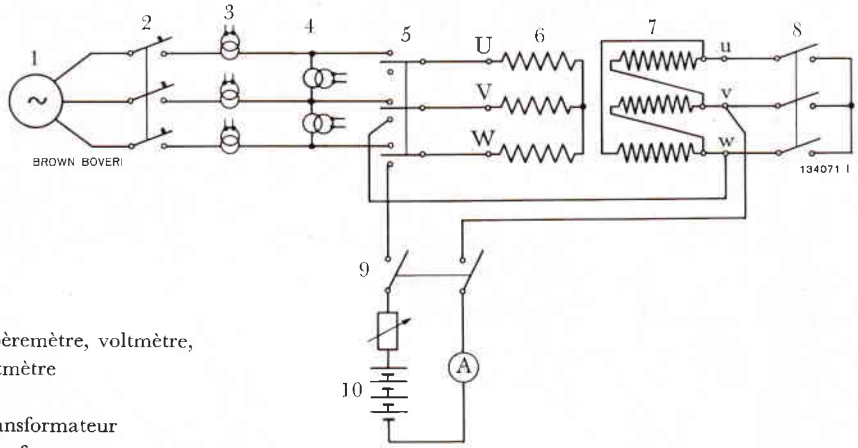


Fig. 1. – Schéma de principe d'un essai d'échauffement en court-circuit. Mesure de la résistance de l'enroulement par la méthode classique

Pour la mesure par courant continu, les enroulements haute et basse tension sont couplés en opposition.

1 = alternateur
2 = disjoncteur
3 = transformateur de courant } ampèremètre, voltmètre,
4 = transformateur de tension } wattmètre
5 = commutateur
6 = enroulement haute tension du transformateur
7 = enroulement basse tension du transformateur
8, 9 = sectionneurs
10 = source de courant continu (batterie)

tensions sont appliquées directement aux traversées du transformateur. Dès que le régime transitoire accompagnant l'établissement du courant continu de mesure a disparu, les instruments de précision peuvent être lus. Les mesures durent environ dix minutes pendant lesquelles la température de l'huile ne doit pas baisser de plus de 1 °C. A l'aide de cette valeur R_2 de la résistance à chaud et de la résistance à froid R_1 (mesurée avant l'enclenchement de la charge), on détermine à l'aide de la formule connue [2] la température ϑ_2 de l'enroulement du cuivre à chaud.

$$\vartheta_2 = \frac{R_2 - R_1}{R_1}(235 + \vartheta_1) + \vartheta_1 \qquad (1)$$

La valeur ϑ_2 en fonction du temps est une droite dans un système de coordonnées semi-logarithmique, car le refroidissement de l'enroulement a lieu presque selon une fonction exponentielle: l'extrapolation de cette droite au temps $t = 0$ donne la température au moment de la coupure de l'alimentation. Le schéma général pour l'essai d'échauffement en court-circuit d'un transformateur triphasé est donné par la figure 1.

Le temps entre la coupure de l'alimentation et l'enclenchement du courant continu de mesure peut, si c'est nécessaire, être très réduit en donnant l'ordre de manœuvre pour les interrupteurs (n° 2, 5, 8 et 9 de la figure 1), au moyen d'un combinateur à tambour. Il est désavantageux que la température désirée au moment du déclenchement ne puisse être lue directement et doive être déterminée par extrapolation. Toutefois, l'erreur d'extrapolation peut être éliminée en grande partie. La méthode des moindres carrés permet de trouver la droite pour laquelle la somme des carrés des distances aux points mesurés est minimale [3]. Ainsi, l'erreur d'extrapolation est aussi minimale.

Cette méthode a l'avantage d'être bien introduite et de ne nécessiter que des appareils de précision simples que l'on trouve partout.

Régime transitoire accompagnant l'établissement du courant continu

Le principal inconvénient de cette méthode est qu'il faut estimer quand il faut commencer la lecture des instruments. D'une part il y a un régime transitoire qui accompagne l'établissement du courant continu de mesure $i(t)$, d'autre part, même en état stationnaire, la déviation du voltmètre ou de l'ampèremètre varie par suite du refroidissement de l'enroulement. Lors de la mesure de la résistance de l'enroulement, le circuit de mesure peut être celui de la figure 2, pour lequel la relation suivante est valable

$$U_- = U_R + U_X = i R_a + U_X \qquad (2)$$

La question est maintenant de savoir comment varient le courant et la tension, dans un tel circuit magnétique, en fonction du temps. La variation dépend certainement de la courbe d'aimantation. Elle peut, avec les tôles laminées à froid utilisées en général actuellement, être représentée approximativement par deux droites. Pour obtenir des conditions stables, il faut atteindre, avec le courant continu, l'état de saturation dans le fer. De l'instant $t = 0$ jusqu'à la saturation, le courant continu i est petit, c'est-à-dire que la chute de tension dans la

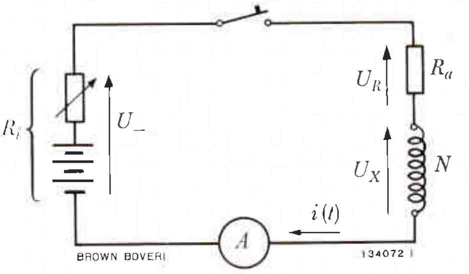


Fig. 2. – Circuit de mesure de la résistance par courant continu (méthode classique)

$U_- = U_R + U_X = i \cdot R_a + U_X$
$i\,(t)$ = courant dans le circuit de mesure
R_a = résistance de l'enroulement
R_i = résistance de la source de courant
N = nombre de spires de l'enroulement

source de courant continu est négligeable. Dans cette période, on a donc $U_- \approx U_X$ et $U_R \approx 0$. Lorsque la saturation est atteinte, les facteurs déterminants sont l'inductance pure dans l'air de l'enroulement et la résistance ohmique (le circuit magnétique n'intervient plus); ainsi le courant i et la chute de tension dans la source de courant augmentent beaucoup. Par contre U_X tend vers 0, d'où $U_- \approx U_R$.

La figure 3 donne les variations de i et de U_X lors de l'enclenchement du courant continu sur l'enroulement haute tension (à l'état froid) d'un transformateur monophasé (groupe couplé en étoile) pour

$$S = 85:3 \text{ MVA} \quad f = 60 \text{ Hz} \quad U_n = 244:\sqrt{3} \text{ kV}$$

Dans les courbes 1 et 2 (fig. 3), la saturation est atteinte et on obtient alors la courbe caractéristique du courant de la figure 4.

L'allure de la courbe confirme les réflexions faites précédemment. En l'absence d'un circuit magnétique et si seules l'inductance de l'enroulement dans l'air et la résistance ohmique de l'enroulement intervenaient, la courbe de courant serait celle de la figure 5.

C'est seulement dans ce cas qu'il serait justifié de parler, pour le régime transitoire, de l'influence de l'inductance comme le font Montsinger et Tassicker [4, 5 et 6]. Dans ce cas seulement, les équations suivantes sont valables (désignations de la figure 2):

$$i = \frac{U_-}{R_i + R_a}\left[1 - e^{-\frac{R_i + R_a}{L}t}\right] \qquad (3)$$

$$\tau = \frac{L}{R} \qquad (R = R_i + R_a) \qquad (4)$$

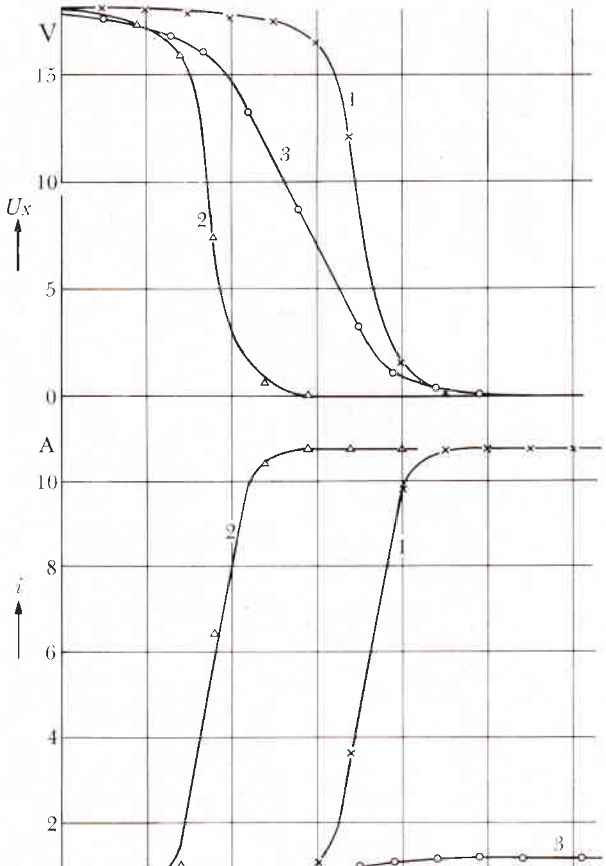


Fig. 3. – Régime transitoire accompagnant l'établissement du courant continu dans un circuit inductif (selon figure 2)

Enroulement haute tension d'un transformateur monophasé de 85 : 3 MVA, 244 : $\sqrt{3}$ kV et 60 Hz
Courant continu i et
tension continu $U_X = U_- - U_R$ en fonction du temps à partir de l'enclenchement

1 = transformateur démagnétisé
$i >$ valeur de crête du courant d'aimantation pour 1,8 T (la saturation est atteinte)
$R_a = 0{,}849\ \Omega \quad R_i = 0{,}844\ \Omega \quad U_-$ (pour $t = 0$) = 18 V

2 = transformateur avec rémanence, toutes les autres données comme pour la courbe 1

3 = transformateur démagnétisé
$i <$ valeur de crête du courant d'aimantation pour 1,7 T (la saturation n'est pas atteinte)
Résistance additionnelle dans le circuit
$R_a = 0{,}872\ \Omega \quad R_i = 14{,}2\ \Omega \quad U_-$ (pour $t = 0$) = 18 V

Il ne reste plus qu'à estimer maintenant la durée du régime transitoire d'enclenchement dans le circuit inductif (selon figure 2). Comme nous avons déjà dit, la saturation doit être atteinte. Lors de l'enclenchement du courant continu, il se produit dans le circuit magnétique, s'il n'y a pas de rémanence, un flux.

$$\Phi_{-} = \frac{U_{-}\,t}{N} \tag{5}$$

Les transformateurs de construction moderne travaillent avec des inductions de 1,60 à 1,75 T[2], c'est-à-dire près de la saturation qui, pour des tôles laminées à froid, est d'environ 2,0 T. Pour atteindre la saturation, il faut un flux d'environ 20 % plus élevé que le flux nominal à la fréquence du réseau.

$$\Phi_{\sim} = 1{,}2\,.\,\Phi_n = 1{,}2\,\frac{U_n\sqrt{2}}{N\,\omega} \tag{6}$$

Pour que le noyau de fer soit près de la saturation lors de la mesure à courant continu, il faut que

$$\Phi_{-} \approx \Phi_{\sim} \tag{7}$$

A l'aide des équations (5), (6) et (7), on peut calculer le temps nécessaire pour atteindre la saturation :

$$t = 1{,}2\,\frac{U_n\sqrt{2}}{U_{-}\,\omega} \tag{8}$$

Comme la source de courant continu présente une chute de tension appréciable, la durée totale d'amortissement du phénomène transitoire doit être estimée :

$$\boxed{t \approx 1{,}5\,\frac{U_n\sqrt{2}}{U_{-}\,\omega}} \tag{9}$$

De là, on obtient pour les conditions données à la figure 3 :

$$t \approx 1{,}5\,\frac{244\,.\,10^3\,.\sqrt{2}}{\sqrt{3}\,.\,2\pi\,.\,60\,.\,18} = 44\ \text{s}$$

Le temps qui s'écoule entre la saturation, c'est-à-dire du moment où seules l'inductance dans l'air et la résistance ohmique de l'enroulement interviennent, et la stabilité est négligeable. Dans l'exemple de la figure 3, l'inductance mesurée de l'enroulement haute tension est d'environ 1 H. Ce qui donne comme constante de temps :

[2] 1 T (tesla) = 10^4 Gauss.

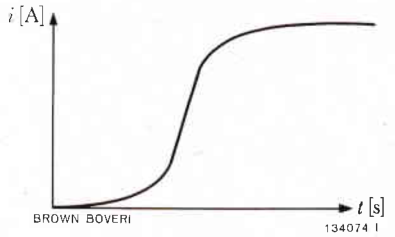


Fig. 4. – Allure générale de la courbe de courant continu i en fonction du temps t à l'enclenchement d'un circuit inductif quand la saturation est atteinte

$$\tau = \frac{L}{R} = \frac{1}{1{,}69} = 0{,}6\ \text{s}$$

On sait que dans un tel circuit, le 99 % de i_{max} est atteint après un temps égal à $4{,}6 \cdot \tau$, donc, dans notre cas $\approx$ 3 s.

La condition que la saturation doit être atteinte lors de la mesure à courant continu semble être encore admissible actuellement aussi pour les transformateurs de grande puissance. Avec les tôles laminées à froid, des inductions 1,5 à 1,7 T exigent une puissance d'aimantation 45 à 80 fois plus faible qu'avec les tôles laminées à chaud utilisées précédemment. La rémanence diminue beaucoup la durée du régime transitoire (comparer les courbes 1 et 2 de la figure 3). Lors de la mesure de la résistance, si l'échauffement se fait en court-circuit, il n'y a pratiquement pas de rémanence.

Les mesures de la résistance selon la méthode classique peuvent se résumer comme suit :

1. La tension de la source de courant continu doit être choisie assez élevée pour que la saturation soit atteinte, c'est-à-dire que la condition suivante soit réalisée

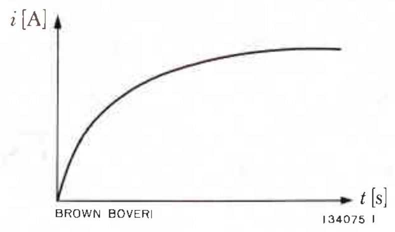


Fig. 5. – Allure générale de la courbe de courant continu i en fonction du temps t à l'enclenchement d'un circuit inductif quand seules interviennent l'inductance de l'enroulement dans l'air et sa résistance ohmique

$$\frac{U_-}{R_i + R_a} > \text{valeur de crête du courant magnétisant du transformateur pour 1,8 à 1,9 T}$$

Il faut toutefois veiller à ce que l'enroulement ne soit pas échauffé par le courant de mesure.

2. La durée d'amortissement t du régime transitoire accompagnant l'établissement du courant continu de mesure doit être calculée d'après la formule (9) et contrôlée lors de la mesure de la résistance à froid.
3. Si la source de courant continu est assez puissante, on peut, lors de la mesure de divers enroulements (haute et basse tensions) connecter ceux-ci en opposition.
4. Il est toutefois meilleur, lorsque la saturation ne peut pas être atteinte, de connecter les différents enroulements en série (flux de même sens) et d'augmenter artificiellement la résistance de l'enroulement par une résistance ohmique supplémentaire.

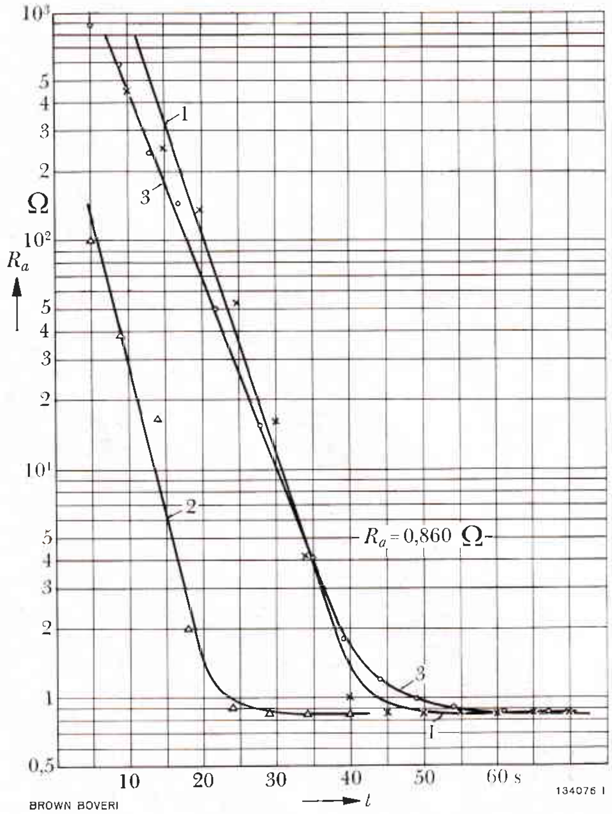


Fig. 6. – Résistance apparente R_a de l'enroulement pendant le régime transitoire dans le circuit à courant continu

Valeur théorique: $R_a = 0{,}860\ \Omega$.
Les autres données et légende comme pour la figure 3.

Estimation de l'erreur

Il est clair que toutes les mesures pendant le régime transitoire sont entachées de grosses erreurs, qui entraînent exclusivement des valeurs mesurées trop élevées pour les résistances et les températures. La figure 6 reproduit les valeurs apparentes de la résistance R_a pendant le régime transitoire dans l'exemple de la figure 3.

Avec la méthode classique, on utilise le plus souvent actuellement des instruments (ampèremètre et voltmètre) de la classe de précision 0,2. Si l'on admet que l'erreur totale lors de la mesure de la résistance (à froid et à chaud), c'est-à-dire l'erreur des instruments, et celle de lecture du courant et de la tension ensemble est de 0,5 %, on obtient la relation approximative

$$\Delta\vartheta = (\vartheta + 235)\,\frac{\Delta R}{R} \tag{10}$$

pour une température ϑ de 75 °C, l'erreur sur la température est

$$\Delta\vartheta = (75 + 235) \cdot 0{,}005 \approx 1{,}5\ °\mathrm{C}.$$

Ce n'est nullement le cas le plus défavorable. De ce résultat, on peut déduire que l'erreur moyenne probable lors de la détermination de l'échauffement des enroulements est de 1 à 3 °C.

Méthode de superposition

Généralités

Cette méthode consiste à superposer en service sous tension alternative un faible courant continu et d'utiliser celui-ci pour la mesure de la résistance à chaud, voir [7] et [8]. Cette méthode demande des dispositifs appropriés pour que le courant alternatif et la haute tension ne parviennent pas aux instruments de mesure à courant continu.

La figure 7 donne un principe de disposition. Les divers appareils doivent satisfaire les conditions suivantes:

- La source de courant doit fournir un courant continu aussi constant que possible, ce qui est atteint à l'aide d'un appareil de stabilisation. Les bobines d'inductance branchées devant cet appareil de stabilisation doivent avoir leur inductance et leur impédance accordées de façon que la source ne soit soumise qu'à une tension alternative de 30 V au maximum.
- Le shunt doit être sans inductance, et sa résistance doit rester constante jusqu'au courant nominal du

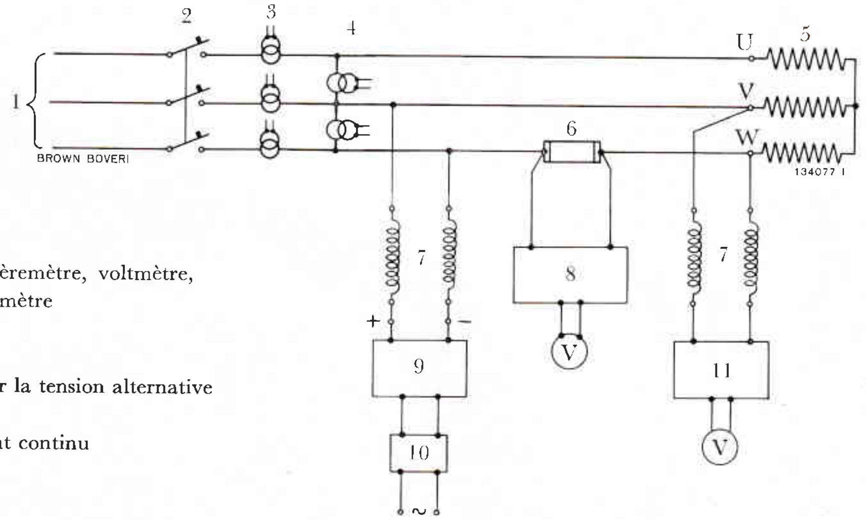


Fig. 7. – Schéma de principe pour l'essai d'échauffement et la mesure de la résistance des enroulements (haute et basse tension) par la méthode de superposition pendant l'échauffement

1 = réseau ou alternateur
2 = disjoncteur
3 = transformateur de courant } ampèremètre, voltmètre,
4 = transformateur de tension } wattmètre
5 = enroulement du transformateur
6 = shunt
7 = bobine d'inductance pour affaiblir la tension alternative
8 = filtre de courant
9 = appareil d'alimentation en courant continu
10 = appareil de stabilisation
11 = filtre de tension

transformateur à mesurer. Comme il s'agit de courants très élevés, cette condition n'est pas facile à remplir. En outre, le shunt ne doit être le siège d'aucun phénomène thermo-électrique susceptible d'influencer la tension continue.

– La chute de tension alternative dans le shunt est grande par rapport à celle due au courant continu. Le filtre de courant, se composant d'éléments LC, a pour tâche de laisser passer sans obstacle la tension continue et d'atténuer le plus possible la tension alternative. Dans la figure 7, le dispositif de mesure à courant continu 8 n'est pourvu d'aucune bobine de blocage, si bien que les instruments sont à la pleine tension alternative et c'est pourquoi il faut les lire à l'aide de jumelles, par exemple.

– Le filtre de tension, se composant d'éléments RC, doit atténuer suffisamment la tension alternative se présentant à l'entrée, pour qu'elle soit pratiquement nulle à la sortie. C'est pourquoi le taux de filtrage doit être adapté à la charge. La constante de temps du filtre ne doit pas être trop élevée (max. 2 à 5 s). La bobine de blocage branchée avant le filtre ne doit pas s'échauffer, afin que la résistance du circuit de mesure de la tension ne varie pas.

Il faut donc un appareillage nombreux, qui doit répondre à des exigences élevées et multiples. Si la température du deuxième enroulement du transformateur doit aussi être mesurée, il faut un autre appareillage semblable. S'il s'agit de l'enroulement basse tension d'un transformateur de grande puissance, il est à peine possible de remplir les exigences posées précédemment au shunt. Une certaine simplification du dispositif de mesure de la figure 7 peut être réalisée si le point neutre de l'enroulement du transformateur est sorti.

Si l'alimentation ne se fait pas par le réseau, mais par un alternateur, il en découle un autre inconvénient de la méthode de superposition. La résistance de l'alternateur est souvent de même ordre de grandeur ou même plus faible que la résistance à mesurer du transformateur. Cela a pour conséquence qu'une partie du courant continu passe dans l'alternateur après avoir traversé les transformateurs de mesure, ce qui peut influencer la lecture du wattmètre. Pour supprimer cette influence, on peut placer des condensateurs en série entre l'alternateur et la source du courant continu. En outre, il est fort possible qu'avec le schéma de la figure 7, le shunt (dans la phase W) mesure un courant continu plus élevé que celui qui traverse réellement les phases V et W. En effet, un courant continu supplémentaire peut encore, du point d'alimentation (phase V) traverser la génératrice, les phases U et W du transformateur, puis enfin le shunt. Ce courant entraîne une erreur de mesure, c'est-à-dire une température trop basse. Une technique de mesure correcte exigerait dans ce cas que l'alimentation en courant continu se fasse sur deux phases, avec un réglage par résistance permettant de maintenir constamment nulle la différence de potentiel continu entre ces deux phases.

Estimation de l'erreur

D'après ce qui précède, il est clair que la détermination sûre de l'erreur dans la méthode de superposition est particulièrement difficile. La détermination de

la résistance peut se faire à l'aide soit de voltmètres soit d'un pont. Dans chaque cas, il faut compter avec les erreurs des instruments et celles de lecture. Il y a également une erreur de résistance dans le shunt pour les courants élevés, de multiples résistances de contact, ainsi que des incertitudes si les filtres ne sont pas suffisamment adaptés aux conditions posées. Dans l'article [8], il est indiqué que l'emploi d'un millivoltmètre et d'un microampèremètre de la classe 0,5 ou bien d'un logomètre permet d'obtenir une erreur inférieure à 2 °C. Cette affirmation nous semble très optimiste. Nos propres mesures avec la méthode de superposition, avec des filtres et des shunts soigneusement choisis, montrent qu'il faut compter avec des erreurs sur la température de 1 à 3 °C.

Conclusions

Pour la détermination de l'échauffement de l'enroulement d'un transformateur, on dispose de deux méthodes de mesure, la méthode de superposition et la méthode classique. La méthode de superposition demande un appareillage très compliqué, devant satisfaire à des conditions très sévères. Il est même possible, dans certains cas, que ces conditions ne puissent être satisfaites. La méthode semble être appropriée aux mesures dans le réseau.

La méthode classique fournit des résultats suffisamment exacts, même pour les transformateurs de grande puissance. La grandeur et le sens du courant de mesure doivent – comme indiqué dans ce travail – être choisis correctement, afin qu'il soit possible d'atteindre la saturation dans le circuit magnétique. Ensuite, il faut estimer à l'aide d'un calcul simple, la durée du régime transitoire accompagnant l'établissement du courant continu de mesure. Des mesures, faites pendant le régime transitoire, donnent des résultats erronés (température beaucoup trop élevée).

Pour les deux méthodes, on utilise des instruments ou des ponts de mesure, des erreurs dues aux instruments et à la lecture interviennent donc toujours. L'estimation des erreurs montre que, dans les deux cas, même avec les meilleurs dispositifs de mesure, il faut compter avec des écarts de température de 1 à 3 °C.

(J.C.) F. HUBER

Bibliographie

[1] Recommandations de la C.E.I. pour les transformateurs de puissance. Publication C.E.I., n° 76 (1955).

[2] Publication de l'Association suisse des électriciens (ASE), n° 0189, 1956: Règles pour les transformateurs.

[3] A. LINDER: Statistische Methoden für Naturwissenschafter, Mediziner und Ingenieure. Ed. Birkhäuser, Bâle 1960.

[4] V. MONTSINGER: Cooling of oil-immersed transformer windings after shut-down. *Proc. Amer. Inst. elect. Engrs*, 1917, vol. 36, sect. II, p. 351 à 370.

[5] O. TASSICKER: Effect of inductance on measurement of winding temperature in electrical plants. *Proc. Instn elect. Engrs*, fév. 1963, vol. 110, n° 2, p. 419 à 427.

[6] O. TASSICKER: Measurement of winding temperatures by change of resistance. *Proc. Instn elect. Engrs*, août 1964, vol. 111, n° 8, p. 1454 à 1460.

[7] A. LOCKIE, G. STEIN: Measuring transformer winding temperatures continuously with the transformer carrying load. *Trans. Amer. Inst. elect. Engrs*, 1948, vol. 67, p. 1608 à 1620.

[8] C. DIETSCH et al.: La mesure en service des températures des enroulements des transformateurs. *C.R. Conf. intern. grands Réseaux élect.*, 1952, rapp. n° 142.

Protection des huiles des transformateurs contre le vieillissement

621.315.615.2:620.197

Dans cet article, on traite des exigences posées aux huiles pour transformateurs en tenant particulièrement compte des conditions se présentant dans les transformateurs de haute et très haute tensions de service. Un exposé sur l'efficacité et l'utilité des systèmes modernes d'isolation de l'huile est suivi de données sur les exigences à poser à une huile isolante neuve. Des essais de vieillissement de longue durée ainsi que l'expérience d'exploitation avec de l'huile inhibée ont donné d'excellents résultats, qui permettent de recommander l'adjonction d'un anti-oxydant éprouvé à l'huile; on peut en attendre un prolongement important de la durée d'utilisation d'une bonne huile brute.

Exigences posées aux huiles pour transformateurs

Dans un transformateur, l'huile a deux tâches à remplir: isoler et refroidir. Alors que l'évacuation de la chaleur n'est pas du tout influencée par un fort vieillissement de l'huile aussi longtemps qu'aucune boue ne se dépose sur les parties actives, ses qualités d'isolant de haute valeur sont plus ou moins fortement réduites selon le système de fermeture du transformateur par des influences extérieures: pénétration d'humidité et de saletés, ainsi que vieillissement par suite de combinaisons chimiques avec l'oxygène de l'air.

Dans les transformateurs pour réseaux à basse tension, tout particulièrement pour les transformateurs de distribution ou de poste dont la haute tension atteint 30 kV, les conditions de pureté de l'huile, c'est-à-dire l'absence d'impuretés mécaniques et d'eau, sont relativement peu importantes. Dans les transformateurs de grande puissance pour des tensions de réseaux élevées et très élevées, en revanche, une très grande pureté de l'huile est une condition indispensable pour une exploitation sans perturbation. Dans ce cas, une huile très sale et à forte teneur en eau présente un danger sérieux. Pour s'en convaincre, voir la figure 1 donnant la rigidité diélectrique (tension de claquage) d'une huile neuve exempte d'impuretés mécaniques en fonction de la teneur en eau (en grammes par tonne d'huile), résultats de nos propres recherches récentes. Contrairement à des données de la littérature, une teneur en eau d'environ 25 g/t ne provoque, même à la température ambiante, pratiquement aucune baisse de la rigidité diélectrique d'une huile bien purifiée; ce n'est qu'une humidité beaucoup plus forte qui produit un abaissement considérable et rapide de la rigidité diélectrique. La teneur en air dissous dans l'huile n'a pratiquement pas d'influence sur la rigidité diélectrique. Dans un prochain article, nous traiterons plus en détail ces questions.

En exploitation, un vieillissement de l'huile par modification chimique des composants de l'huile se produit par oxydation des hydrocarbures; il se forme ainsi, par diverses étapes, des acides organiques, ce qui conduit à l'augmentation du facteur de pertes. Avec un vieillissement plus avancé, il se produit dans l'huile des composés solides, qui se précipitent sous forme de boue. La vitesse d'oxydation dépend en grande partie de la température de l'huile et de la grandeur de sa surface en contact avec l'oxygène de

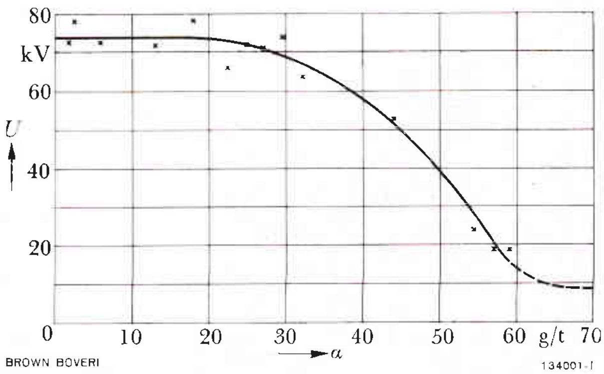


Fig. 1. – Rigidité diélectrique d'une huile neuve pure en fonction de sa teneur en eau

U = rigidité diélectrique

a = teneur en eau de l'huile

La détermination de la rigidité diélectrique est faite avec des électrodes sphériques de 12,5 mm de diamètre, distantes de 2,5 mm.

l'air. Une forte formation d'acides a pour conséquence la corrosion, spécialement des pièces en fer, du transformateur (formation de rouille) et une destruction progressive des autres matériaux. En outre, le facteur de pertes élevé de l'huile entraîne une dégradation des isolants solides imprégnés d'huile, tels que papier, pressboard [1, 2, 3][1], ce qui est particulièrement indésirable pour les transformateurs des réseaux à haute tension. C'est pourquoi on s'efforce de protéger le mieux possible l'huile des transformateurs contre un vieillissement prématuré.

Systèmes de fermeture des transformateurs

Etant donné les faibles exigences de pureté de l'huile, posées par les transformateurs à moyenne et à basse tension, on se contente souvent pour les puissances nominales jusqu'à 1000 kVA de la fermeture la plus primitive: on recouvre simplement la surface de l'huile par le couvercle du transformateur. Cette fermeture, qui empêche uniquement la pénétration directe de l'eau dans le transformateur et qui offre également une protection contre la pénétration de gros corps étrangers, n'est plus suffisante pour les transformateurs de grande puissance et surtout pour les tensions de service élevées. Dans ces cas, la fermeture se fait à l'aide d'un réservoir d'expansion qui est aéré à travers un assécheur (fig. 2). Alors qu'avec la fermeture par un simple couvercle, le niveau de l'huile chaude, à une largeur de main au-dessous de celui-ci, est constamment en contact avec l'air environnant, ce qui accélère l'oxydation de l'huile et rend possible la formation d'eau de condensation lors des variations de température, la surface de l'huile dans le réservoir d'expansion se trouve à une température beaucoup plus basse que celle du transformateur, c'est pourquoi elle est beaucoup moins sujette à l'oxydation; l'assécheur empêche en plus la formation d'eau de condensation.

Lorsque la fermeture est constituée par un simple couvercle, ou un réservoir d'expansion ordinaire, il se dissout dans l'huile autant d'air que les conditions le permettent. On sait que l'huile peut renfermer à l'état dissous jusqu'à 10 % d'air. Cet air dissous participe également à l'oxydation de l'huile chaude. Pour supprimer la saturation progressive de l'huile avec l'air ou pour la ralentir beaucoup, on équipe, parfois, les transformateurs, surtout ceux des réseaux à très haute tension, d'une fermeture conçue spécialement pour que l'huile dégazée remplissant le transformateur ne soit pas en contact direct avec l'oxygène et que l'humidité ne puisse y pénétrer. Le réservoir d'expansion est muni d'une membrane de caoutchouc très élastique entre l'huile et l'air (fig. 2). On peut également remplir l'espace au-dessus de l'huile du réservoir d'expansion avec un gaz inerte (azote) présentant une légère surpression, ou prévoir un coussin d'azote sur la surface d'huile des transformateurs sans réservoir d'expansion comme on l'utilise en divers lieux.

La membrane dans les réservoirs d'expansion doit être d'une qualité de caoutchouc résistant parfaitement à l'huile et n'avoir aucune influence défavorable sur les qualités de l'huile. La solution à coussin de gaz présente l'inconvénient que le relais de protection Buchholz pour la signalisation du début d'un défaut ne peut plus être employé.

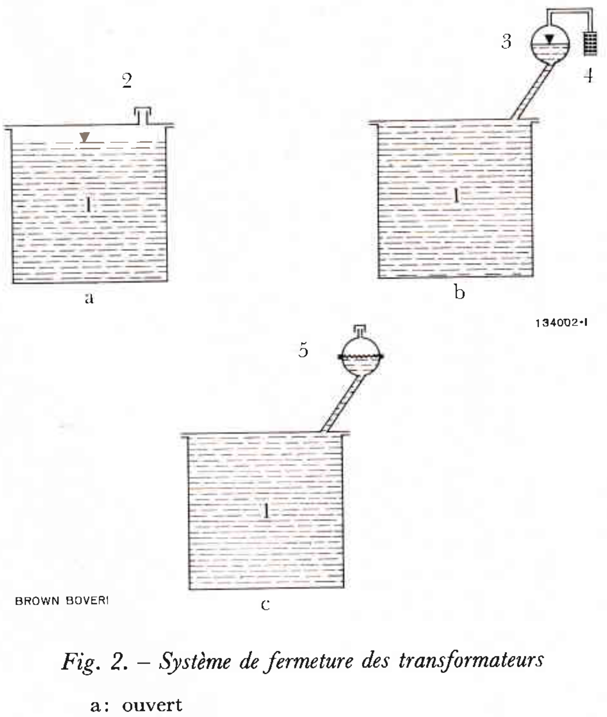


Fig. 2. – Système de fermeture des transformateurs

a: ouvert
b: réservoir d'expansion «classique»
c: réservoir d'expansion avec membrane de caoutchouc

1 = transformateur
2 = tubulure d'aspiration avec couvercle
3 = réservoir d'expansion
4 = assécheur
5 = réservoir d'expansion avec membrane de caoutchouc

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 902.

TABLEAU I

Résultats de contrôle de l'huile pour transformateurs de grande puissance avec coussin d'azote après 4 années d'exploitation

Pôle monophasé	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Indice de neutralisation (mgKOH/g)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Tension superficielle (dynes/cm)	39,7	38,5	37,1	42,5	40,0	42,7	40,1	38,5	39,0	39,6	40,1	40,0
tan δ à 90 °C (%)	0,43	0,78	0,47	0,48	0,50	0,68	0,62	0,48	0,68	0,42	0,83	0,40

Pôle monophasé N° 1 à 6: 110 kV. Puissance de groupe: 90 MVA. N° 7 à 12: 220 kV. Puissance de groupe: 260 MVA.

Nous avons examiné, après plusieurs années d'exploitation à pleine charge, l'état de l'huile dans un grand nombre de transformateurs de grande puissance, pour des tensions nominales de 110 et de 220 kV, que nous avons construits avec des coussins d'azote. L'huile présente un état de grande pureté auquel correspond une rigidité diélectrique élevée, le facteur de pertes et les caractéristiques chimiques ne permettent de déceler que des traces de vieillissement. Le tableau I donne les caractéristiques de l'huile (non inhibée) d'une série d'éléments monophasés de groupes de transformateurs de 90 ou 260 MVA.

Des exemples précédents, il découle qu'une séparation complète de l'oxygène de l'air et de l'huile supprime tout vieillissement.

Des résultats presque aussi bons sont obtenus avec quelques transformateurs équipés de réservoirs d'expansion avec membrane. Le tableau II donne les résultats de contrôles de l'huile de deux transformateurs de 15 MVA de même genre, l'un avec réservoir d'expansion ordinaire, l'autre avec membrane, après trois années d'exploitation.

L'efficacité de la protection par réservoir d'expansion normal est mise en évidence par le tableau II, comme du reste dans de nombreux autres cas. Par exemple, l'huile de six transformateurs monophasés d'une puissance de groupe de 125 MVA et des tensions de 220/150/8 kV a présenté, après quatre à cinq ans de service, une pureté exceptionnelle (rigidité diélectrique > 200 kV/cm) et des caractéristiques différant fort peu de celles de l'huile neuve (indice de neutralisation 0,01 à 0,03 mgKOH/g) et un facteur de pertes bas (tan δ à 90 °C = 2 à 5 %).

D'autres côtés, on relève souvent actuellement les avantages d'une séparation complète de l'huile du transformateur de l'air ambiant avec réservoir d'expansion à membrane ou coussin d'air, à cause de la nécessité de supprimer l'échange d'humidité entre l'huile et les isolants solides. Nous désirons, par contre, nous basant sur notre propre expérience, relever que le réservoir d'expansion classique répond toujours aux exigences élevées, à condition d'effectuer un contrôle périodique de l'installation de dessiccation dans le respirateur et il doit être préféré aux systèmes de fermeture compliqués et sujets à des perturbations comme par exemple la fermeture à l'azote avec contrôle automatique de la pression constante.

TABLEAU II

Résultats de contrôle de l'huile de deux transformateurs de 15 MVA, avec réservoirs d'expansion, l'un normal, l'autre avec membrane, après trois ans d'exploitation

	Réservoir d'expansion normal	Réservoir d'expansion avec membrane
Indice de neutralisation (mgKOH/g)	0,01	0,01
Tension superficielle (dynes/cm)	34,3	34,1
tan δ à 90 °C (%)	1,3	1,1
Teneur en eau de l'huile (g/t)	7,8	4,7

Caractéristiques de qualité de l'huile neuve

A côté des mesures concernant la construction, lors de la fabrication d'un transformateur, qui servent à maintenir les qualités exigées de l'huile, le constructeur doit s'efforcer de n'utiliser que des huiles parfaites, c'est-à-dire de haut degré de pureté et de très grande résistance au vieillissement, afin de garantir une durée de vie la plus grande possible au transformateur. C'est en reconnaissant l'importance de l'influence de l'état de l'huile sur les possibilités d'exploitation d'un transformateur que déjà très tôt les prescriptions nationales ont fixé les exigences que les huiles isolantes doivent remplir. L'élévation des tensions des lignes de transport et aussi celle de la puissance des transformateurs, ont demandé un renforcement des qualités exigées des huiles isolantes. Etant donné les sévères sollicitations de l'isolation dans les transformateurs à très haute tension, les pertes diélectriques d'une huile ont une importance prépondérante. Ainsi, la Société Brown Boveri possède depuis déjà bien des années une spécification fixant les exigences pour l'huile neuve et se basant sur les prescriptions de l'ASE [5] et les recommandations de la C.E.I. [6]. L'huile neuve non inhibée doit présenter les qualités énumérées dans le tableau III.

TABLEAU III

Exigences posées à l'huile neuve de transformateurs

	A la livraison	Après vieillissement selon ASE	Après vieillissement selon CEI
Indice de neutralisation (mgKOH/g)	< 0,03	< 0,2	< 0,4
Tension superficielle (dynes/cm)	>40	> 14	> 12
tan δ en % à 90 °C	< 0,6	< 20	< 15

Dans les cas des exigences spéciales, la spécification est rendue plus sévère; on peut remarquer avec satisfaction que l'on trouve actuellement sur le marché des huiles pour transformateurs qui, par leurs qualités, répondent à tous les désirs (voir tableau IV).

L'emploi d'huiles non inhibées présentant une bonne résistance au vieillissement assure déjà une longue durée de vie qui est encore prolongée par une inhibition préalable.

TABLEAU IV

Caractéristiques d'une très bonne huile pour transformateurs non inhibée

	A la livraison	Après vieillissement selon ASE	Après vieillissement selon CEI
Indice de neutralisation (mgKOH/g)	< 0,03	0,06 à 0,12	0,07 à 0,20
Tension superficielle (dynes/cm)	40 à 45	18 à 23	15 à 22
tan δ (%) à 90 °C	0,1 à 0,4	3 à 10	2 à 8

Inhibition des huiles pour transformateurs

Par l'expression d'inhibition d'une huile, on entend l'adjonction d'un additif (un anti-oxydant) ralentissant le vieillissement. On utilise presque exclusivement celui qui a donné les meilleurs résultats: le «2,6-ditertiaire-butyle-para-crésol», se présentant sous la forme d'une substance granuleuse légère de couleur blanche; on l'ajoute à l'huile dans la proportion de 2,5 à 3 ‰. Comme complément des résultats déjà publiés précédemment sur les essais de vieillissement de longue durée avec de l'huile inhibée [2, 4] qui ont déjà montré clairement l'efficacité de l'inhibiteur comme anti-oxydant, nous donnerons encore quelques résultats tirés de la pratique.

a) L'huile de quatre transformateurs monophasés à 220 kV et d'une puissance de groupe de 120 MVA, livrés, vers 1940, sans huile en Scandinavie avec un réservoir d'expansion normal, a été soumise à un contrôle après 15 ans de service. Trois des unités étaient remplies par le client avec de l'huile inhibée et l'une avec de l'huile non inhibée. L'huile inhibée avait encore une concentration résiduelle de 1 ‰ d'inhibiteur. L'huile du transformateur sans inhibiteur était fortement vieillie, tandis que celle des transformateurs avec inhibiteur se caractérisait par un vieillissement très faible (acidité à peine décelable, tension superficielle encore élevée, faible facteur de pertes). Voir dans le tableau V les transformateurs 1 à 4.

b) Des transformateurs triphasés de 50 MVA, 120 et 50 kV ont été aussi remplis avec de l'huile inhibée par des clients étrangers en 1949 et 1954. Un

TABLEAU V

Etat d'une huile inhibée pour transformateurs de grande puissance après une durée d'exploitation de 9 à 15 ans

Trans-formateur	Années d'exploitation	Huile	Résultats des contrôles de l'huile		
			Indice de neutralisation (mgKOH/g)	Tension superficielle (dynes/cm)	tan δ à 90 °C %
1	15	non inhibée	0,08	19,0	84
2		inhibée	0,03	27,6	5,3
3		inhibée	0,04	27,3	9,2
4		inhibée	0,06	24,5	5,7
5	14	inhibée	0,04	27,3	1,5
6	9	inhibée	0,02	34,3	1,4

contrôle de cette huile après 9 et 14 ans montra qu'elle était irréprochable, un vieillissement à peine décelable et une teneur résiduelle en inhibiteur de 1 à 2 ‰ (voir tableau V, les transformateurs 5 et 6).

Ces résultats, ainsi que d'autres du même genre, soulignent les avantages remarquables de l'inhibition des huiles pour transformateurs. On utilise aussi depuis longtemps, en d'autres lieux, de l'huile isolante inhibée [7]. Nous l'utilisons généralement depuis quelques années pour les transformateurs de distribution. Nos acheteurs de transformateurs de grande puissance demandent de plus en plus l'huile inhibée que nous recommandons. Les 70 % de tous les transformateurs de grande puissance que nous vendons sont remplis d'huile inhibée, soit avant de quitter l'usine, soit au lieu d'utilisation. L'innocuité totale de l'inhibiteur pour tous les éléments isolants, même dans le cas des transformateurs à haute et à très haute tension de service, est prouvée par des recherches approfondies et confirmée par des vérifications correspondantes en service. Même lorsque toute la matière de protection est utilisée – ce à quoi il ne faut pas s'attendre pendant la durée usuelle d'un transformateur de grande puissance – il n'y a pas de conséquence désagréable. L'huile vieillira alors comme s'il n'y avait pas eu d'adjonction d'inhibiteur. La Société Brown Boveri tient beaucoup à inhiber elle-même des huiles, qui non inhibées ont déjà une très bonne résistance au vieillissement, afin d'utiliser au maximum les avantages de cette mesure. En outre, ce n'est qu'avec des huiles non inhibées que l'on peut obtenir des résultats indiscutables sur le comportement au vieillissement par des essais de durée relativement courte. L'emploi d'huiles dont les qualités moyennes ou franchement mauvaises sont masquées par un inhibiteur est indésirable.

Conclusions

C'est avant tout pour les transformateurs de haute et très haute tension de service que l'on formule des exigences particulières pour la rigidité diélectrique de l'huile. Des systèmes de fermeture modernes, comme le coussin de gaz (azote) au-dessus de la surface de l'huile pour les transformateurs à cuve hermétiquement fermée ou les réservoirs d'expansion avec membrane de caoutchouc entre l'huile et l'air, ainsi que ceux avec un coussin d'azote isolé de l'extérieur, offrent une protection efficace contre la pénétration de l'humidité à l'intérieur du transformateur. Cependant, le «réservoir d'expansion classique» avec aspiration d'air à travers un assécheur a toujours donné d'excellents résultats, même avec les transformateurs de très haute tension de service; à cause de sa construction simple, il doit être préféré, dans tous les cas où aucune exigence spéciale n'est posée à la pureté de l'huile ou si les conditions climatiques ne sont pas extrêmement défavorables, à un système compliqué et demandant une surveillance constante.

En outre, le réservoir d'expansion classique offre aussi une protection efficace contre le vieillissement rapide de l'huile par oxydation, c'est-à-dire avant tout contre une acidification et une dégradation de la

rigidité de l'huile avec la conséquence possible d'une réduction de la capacité de service du transformateur.

L'inhibition de l'huile permet de prolonger de plusieurs fois la durée d'exploitation; c'est pourquoi tous les transformateurs de distribution et beaucoup de transformateurs de grande puissance sont livrés par la Société Brown Boveri avec de l'huile inhibée. Le choix de l'huile brute est fait avec grand soin en ce qui concerne sa résistance au vieillissement. Des contrôles courants de l'huile neuve répondant à des spécifications spéciales, garantissent une haute qualité constante.

(J. C.) K. WOLFF

Bibliographie

[1] A. GOLDSTEIN: Trocknung und Vakuumimprägnierung von Hochspannungstransformatoren. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 52 (1961), n° 19, p. 757 à 764.

[2] B. GÄNGER: Kontrolle der Isolierölalterung und Pflege des Öles von Hochspannungstransformatoren und Messwandlern. *Elektrotech. Z.*, Edit. A, vol. 84 (1963), n° 24, p. 800 à 803.

[3] K. WOLFF: Régénération de l'huile et de l'isolement principal de transformateurs. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 54 (1963), n° 23, p. 971 à 974.

[4] M.A. KÜNZLI: Le contrôle et l'estimation des nouvelles huiles pour transformateurs. *Rev. Brown Boveri*, t. 49 (1962), n° 11/12, p. 610 à 621.

[5] Publication de l'Association suisse des électriciens (ASE), n° 0124 (1960): Règles pour les huiles de transformateurs et d'appareils d'interruption.

[6] Commission électrotechnique internationale: Méthode pour évaluer la stabilité à l'oxydation des huiles isolantes. Publication C.E.I., n° 74 (1963).

[7] E.A. HORNSBY, R. IRVING et E.A. PATTERSON: Operation of transformers at high temperatures. *Proc. Inst. elect. Engrs*, mars 1965, n° 3.

Transformateurs avec tôles en développante de cercle

621.314.21.042.1

Dans cet article, on indique les raisons qui ont amené la Société Brown Boveri à utiliser la construction en développante de cercle pour les transformateurs de moyennes et de faibles puissances. Après un regard sur le développement de ces transformateurs, on parle de leurs avantages pour la fabrication, ainsi que de l'expérience acquise avec leur construction et en service. La description des différentes séries suit et on termine ces considérations par un aperçu d'autres possibilités d'application du transformateur à développante de cercle.

Le développement de la rationalisation et de la normalisation, qui se préparait depuis longtemps et qui ces derniers temps devenait de plus en plus pressant, amena la Société Brown Boveri, il y a déjà quelques années, à prévoir également de nouvelles constructions pour les transformateurs de moyennes et faibles puissances; les premières réflexions touchèrent le circuit magnétique de ces transformateurs. Les considérations suivantes se rapportent exclusivement à la mise au point et à l'emploi du circuit magnétique des transformateurs dits à développante de cercle.

Origine et perfectionnement

Dans le circuit magnétique des transformateurs à développante de cercle (le nom vient du fait que les tôles des noyaux sont pliées en développante de cercle), les trois noyaux sont les sommets d'un triangle équilatéral, tandis que les deux culasses triangulaires sont fixées en bout des noyaux. L'idée des noyaux disposés en triangle avec la culasse en bout n'est pas nouvelle. La Société Brown Boveri construisit de tels transformateurs jusqu'au début de ce siècle [1][1] (fig. 1). Ceux-ci avaient cependant les noyaux et les culasses avec les tôles empilées en parallèle. La proposition de fabriquer les noyaux et les culasses des transformateurs d'une seule tôle enroulée selon une développante de cercle apparut dans la littérature déjà en 1932 [2] et ne trouva cependant une utilisation pratique que pour les transformateurs de très faibles puissances, quelques VA [2 et 3].

La conception de notre transformateur à développante de cercle, indiquée la première fois par J. Lemaire [4], n'a pu être réalisée que lorsqu'on offrit sur le marché des tôles de transformateur laminées à froid à cristaux orientés et cela en longues bandes (rouleaux). C'est notre société affiliée, la Compagnie Electro-Mécanique (C.E.M.), Le Havre, qui, il y a bientôt dix ans, réalisa cette exécution et commença

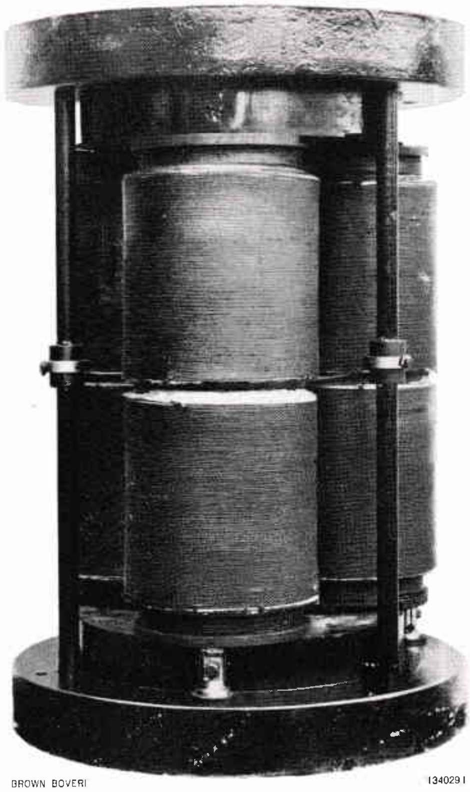


Fig. 1. – Transformateur triphasé à air avec culasse circulaire, construit à la fin du siècle dernier, pour environ 50 kVA, 5000 V

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 907.

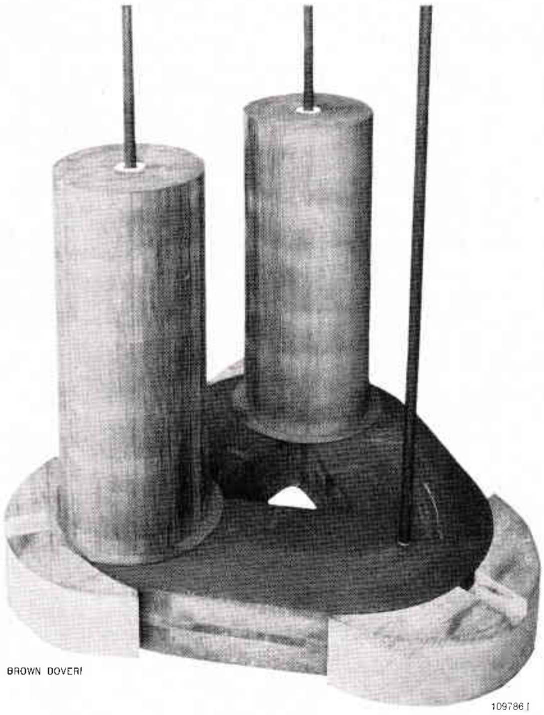


Fig. 2. – Culasse inférieure avec noyaux d'un transformateur à développante de cercle de 1600 kVA

avec une fabrication importante de transformateurs à développante de cercle.

Les premiers transformateurs de ce genre furent construits par la Société Brown Boveri, Baden, en 1958. Après des essais électriques et mécaniques approfondis et de longs essais en exploitation, la fabrication des transformateurs de distribution se transforma pour la nouvelle construction et jusqu'à la fin de 1964 plus de 1000 transformateurs à développante furent livrés et mis en service. La désignation du type de ces transformateurs est T (DD) découlant de «transformateur à développante delta».

Avantages pour la fabrication

Les avantages pour une fabrication rationnelle ont déjà été mentionnés. L'augmentation continuelle des salaires et le manque toujours plus grand de main-d'œuvre font que les salaires prennent une place prépondérante dans les prix de production de nombreux objets, ce qui contraint à rechercher des méthodes de fabrication plus rationnelles. On s'efforça de trouver une construction de circuit magnétique, supprimant le découpage de nombreuses tôles de diverses dimensions, ainsi que l'empilage et le désempilage, ne nécessitant aucun pressage des tôles des noyaux et des culasses, bref, un circuit magnétique de fabrication simple et permettant la construction de transformateurs avec de très faibles frais de montage. Ces désirs furent réalisés par le transformateur à développante (fig. 2).

Noyaux: Par des tôles cintrées en développante de cercle, non seulement on utilise complètement la section circulaire (à l'exception d'un petit trou central), ce qui donne un coefficient de remplissage très élevé, mais encore les noyaux se composent de tôles d'une seule dimension. En outre, les trois noyaux sont parfaitement semblables. Remarquons encore que les tôles enroulées, assemblées en un noyau puis recuites, tiennent ensemble et ne nécessitent aucun pressage.

Culasse: Les culasses triangulaires enroulées sont très faciles à fabriquer à partir de rouleaux de tôle (dont la largeur correspond à la hauteur de la culasse) enroulés sur un triangle. La largeur de la culasse correspond au diamètre des noyaux. Une fabrication plus simple est à peine pensable.

Circuit magnétique complet: La disposition en triangle des noyaux donne une culasse en couplage magnétique triangle, ce qui permet de choisir une section de culasse égale à $1/\sqrt{3}$ de celle des noyaux. On obtient ainsi une économie de poids de la culasse par rapport à la construction classique des transformateurs et une réduction des pertes dans le fer. Les culasses sont montées en bout des noyaux et le tout est assemblé par des tirants traversant le trou central des noyaux; la durée du montage est ainsi réduite au minimum. La mise en place et le serrage de l'enroulement ne présentent aucune difficulté.

Les dimensions du circuit magnétique, avant tout les entr'axes, peuvent être facilement modifiées. Si l'on a besoin d'un autre entr'axe, il suffit de déplacer les 3 boulons autour desquels on enroule la culasse. Il faut aussi naturellement adapter les dimensions du noyau au nouvel entr'axe.

Expérience acquise dans la construction et l'exploitation

Grâce à des études préliminaires approfondies, la construction des premiers transformateurs à développante de cercle ne présenta aucune difficulté importante. La préparation de la surface de contact

entre les noyaux et les culasses causa quelques peines. Pour éviter les pertes par courant de Foucault, il fallut trouver une pièce intercalaire isolante, qui devait d'une part être assez mince pour que le courant à vide reste du même ordre de grandeur que celui des transformateurs classiques, et d'autre part satisfaire à toutes les conditions électriques, mécaniques, chimiques et thermiques.

La formation des tôles en développante devait aussi être soigneusement étudiée, la tôle devant être sollicitée au-delà de sa limite élastique, mais ne devant jamais atteindre sa charge de rupture de 30% plus élevée. Le perçage de la culasse nécessita aussi quelque étude.

Depuis la construction des premiers transformateurs à développante, les méthodes de fabrication se sont bien entendu constamment améliorées et simplifiées et nous pouvons affirmer que nos espérances concernant la rationalisation de la fabrication ont été complètement réalisées.

En ce qui concerne les résultats d'exploitation, nous pouvons dire qu'aucun des plus de mille transformateurs à développante en service n'a donné lieu à des réclamations dues à cette construction spéciale.

Nous pouvons confirmer en outre les bons résultats d'exploitation donnés dans cette revue en 1962 [7].

Les séries de transformateurs à développante de cercle

Transformateurs de 200 à 4000 kVA

Une fabrication rationnelle exige à côté de méthodes modernes aussi des produits dont la demande justifie la fabrication, et cela nécessite en premier lieu une limitation du nombre de types. Cette limitation du nombre de types n'apporte pas seulement des avantages au constructeur, mais elle permet aussi aux distributeurs d'énergie une rationalisation poussée et rend l'acquisition des transformateurs moins onéreuse. Comme autres avantages mentionnons encore: changements moins fréquents des transformateurs avec l'accroissement constant de la consommation d'énergie, parc de réserve plus petit, interchangeabilité plus grande et délais de livraison plus courts. Remarquons encore que les transformateurs un peu surdimensionnés, en ce qui concerne leur puissance, ne sont pas peu économiques, car leur prix d'achat plus élevé est souvent plus que compensé par la capitalisation de la réduction de pertes dues à une charge partielle.

La Société Brown Boveri a normalisé les transformateurs de distribution à développante pour l'échelle de puissance de 200 à 4000 kVA selon le tableau I. Les transformateurs de plus faibles puissances ne sont pas pour le moment exécutés selon la construction à développante. L'induction nominale devrait pour ceux-ci être baissée (selon nos recherches, la limite inférieure de puissance pour des transformateurs à développante se situe pour une induction nominale de 15 kGs à environ 140 kVA [7]), pour maintenir le courant à vide dû à l'entrefer entre noyaux et culasses dans les limites usuelles.

TABLEAU I

Puissance nominale normalisée pour transformateurs à développante de cercle

Puissance nominale en kVA							
200	250	315	400	500	630	800	1000
1250	1600	2000	2500	3150	4000		

Le développement actuel devrait bientôt conduire au fait que la dépense supplémentaire en matériel, nécessaire pour baisser l'induction, est justifiée par les avantages de fabrication. Les transformateurs à développante de plus grandes puissances ne sont pas encore normalisés. La limite supérieure de puissance doit être vers 20 000 kVA, limite imposé par le gabarit des chemins de fer.

Non seulement les puissances nominales des transformateurs à développante sont normalisées, mais aussi leur tension jusqu'à 72,5 kV correspond aux prescriptions de l'Association suisse des Electriciens [8] et également aux recommandations de la CEI [9].

Pour tenir compte des dimensions usuelles des cellules, les dimensions extérieures des transformateurs à développante ne se distinguent pas de celles des autres transformateurs. En fait, une cuve ronde ou carrée convient à la partie active de ces transformateurs. Par l'emploi de profondeurs d'ondulation différentes ou d'un nombre variable d'éléments de radiateur, une adaptation aux dimensions usuelles de la cellule est toujours possible. Les transformateurs pour des puissances nominales de 200 à 1250 kVA sont munis en général de cuves en tôles ondulées

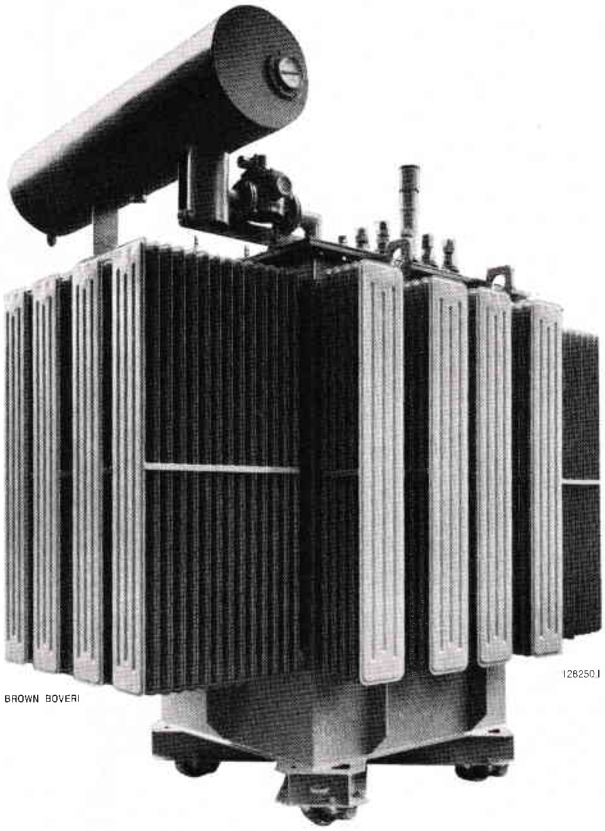


Fig. 3. – Transformateur à développante de cercle avec radiateurs, conservateur d'huile et protection Buchholz Puissance nominale: 2000 kVA.

(fig. 4), tandis que les transformateurs de 1600 à 4000 kVA sont équipés en principe de réfrigérants (fig. 3). Les transformateurs à développante jusqu'à 1250 kVA sont livrés avec ou sans conservateur d'huile, mais nous recommandons en principe son emploi, et du reste nous le livrons sans supplément de prix. A partir de 1600 kVA, les transformateurs sont en général équipés d'un conservateur d'huile.

Mentionnons encore que les transformateurs à développante peuvent être livrés avec les mêmes accessoires que les transformateurs usuels.

Transformateurs répondant aux propositions d'unification des transformateurs de distribution à 16 kV

La commission pour l'unification des transformateurs (AVT) dans ses propositions [11 et 12] va encore plus loin dans la limitation des types, en ne retenant qu'un type de puissance nominale sur deux de ceux qui sont mentionnés plus haut. Pour compléter cet exposé, nous avons mentionné dans le tableau II toutes les puissances retenues par l'AVT, même celles que nous ne construisons pas pour le moment en exécution en développante.

Pour les transformateurs de plus de 1000 kVA, l'AVT propose aussi pour les tensions plus hautes une suite de la série de puissances avec les mêmes écarts, environ 1,6.

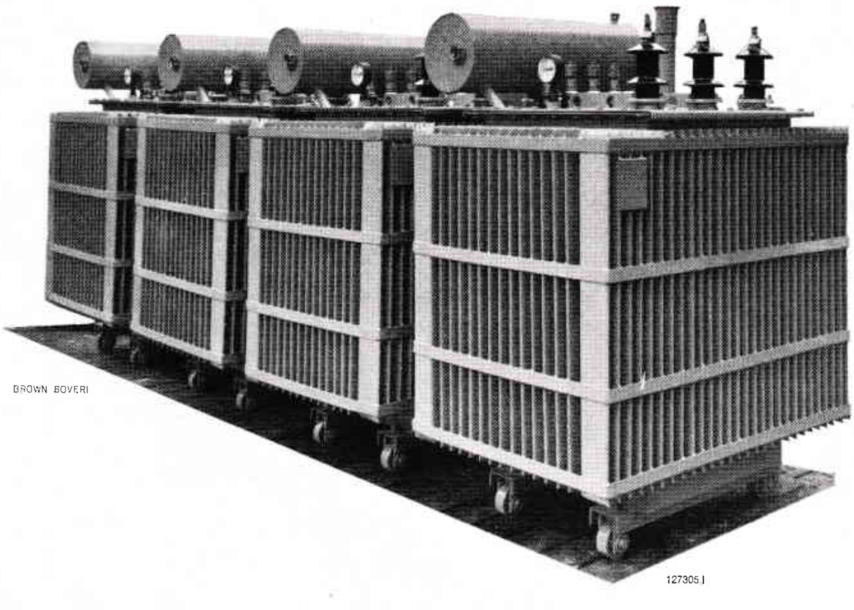


Fig. 4. – Transformateurs à développante de cercle, avec cuve en tôle ondulée et conservateur d'huile. Puissance nominale unitaire 630 kVA

TABLEAU II

Puissance nominale selon l'AVT

Puissance nominale en kVA						
63	100	160	250	400	630	1000

Cette nouvelle réduction des types, ainsi que la normalisation des tensions nominales, des tensions de court-circuit, des groupes de couplage, des tensions d'essai et d'autres caractéristiques de construction, permettent au constructeur une rationalisation plus poussée, qui apporte à l'acheteur les très nombreux avantages qui en découlent.

Jusqu'à présent, les transformateurs correspondant aux recommandations de l'AVT se sont introduits dans les plus importantes entreprises électriques suisses et se répandent toujours plus dans les réseaux suisses de distribution à 16 kV.

Elargissement du domaine d'utilisation

Après que les transformateurs à développante aient fait leurs preuves comme transformateurs de distribution, la Société Brown Boveri utilise aussi cette construction pour les transformateurs spéciaux. C'est ainsi que des transformateurs avec réglage de la charge, de même que des transformateurs de démarrage sont construits avec circuit magnétique à développante. Dernièrement, on a mis au point une série de transformateurs à développante pour l'alimentation des fours à induction à basse fréquence. Ce genre de circuit magnétique a aussi été essayé avec succès pour la construction des bobines d'inductance.

Actuellement, on s'efforce de trouver, pour cette exécution, encore d'autres domaines d'application, car on est persuadé d'avoir trouvé un circuit magnétique, qui répond et qui répondra même dans l'avenir aux exigences de la rationalisation.

(J.C.) T. PELIKAN

Bibliographie

[1] J. KÜBLER: La construction des transformateurs chez Brown, Boveri & Cie à Baden de 1891 à 1941. *Rev. Brown Boveri*, t. 29 (1942), n° 11/12, p. 319 à 335.

[2] M. VIDMAR: Der Transformator mit Evolventenkern. *Elektrotech. u. Maschinenb.*, vol. 50 (1932), n° 17, p. 257 à 261.

[3] R. EDLER: Der Evolventen-Transformator. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 23 (1932), p. 348 à 352.

[4] J. LEMAIRE: Des circuits magnétiques symétriques. *Techniques Cie Electro-Mécanique* (CEM) 1958, n° 36, p. 30 à 32.

[5] A. GOLDSTEIN: Neue Wege im Bau von Transformatorkernen. *Elektrotech. Z.*, Edit. A (1960), n° 2, p. 53 à 59.

[6] G. SPALLANZANI: Neue Kernbauformen bei Transformatoren. *Neue Zürcher Zeitung*, Annexe *Technik*, n° 140 du 4.10.1961.

[7] U. GROSSEN: Une nouvelle construction des noyaux pour transformateurs de distribution avec tôles cintrées en forme de développante de cercle. *Rev. Brown Boveri*, t. 49 (1962), n° 6, p. 230 à 236.

[8] Publication de l'Association suisse des électriciens (ASE), n° 0189, 1956: Règles pour les transformateurs.

[9] Recommandation de la C.E.I. pour les transformateurs de puissance. Publication C.E.I., n° 76 (1955).

[10] W. WEBER et K. WOLFF: Mesures pour maintenir en bon état l'huile des transformateurs de distribution. *Rev. Brown Boveri*, t. 52 (1965), n° 11/12, p. 916 à 921.

[11] R. WILD: Au sujet de l'uniformisation des transformateurs de distribution à 16 kV. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 59 (1965), n° 9, p. 353 à 356.

[12] Recommandations pour une normalisation des transformateurs de distribution à 16 kV. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 59 (1965), n° 9, p. 370 à 371.

Courant d'enclenchement dans les transformateurs de distribution

621.314.21.064.1

La grandeur et la courbe du courant d'enclenchement des transformateurs à vide doivent être prises en considération pour le dimensionnement des dispositifs de protection. Dans cet article, on décrit les divers facteurs déterminant le courant d'enclenchement et on donne une formule pour le calculer. On y compare les valeurs calculées avec les valeurs mesurées et celles-ci avec le courant nominal et le courant de court-circuit. On étudie, de plus, les variations du courant d'enclenchement et de sa durée d'amortissement pour diverses puissances des transformateurs. Pour finir, on détermine combien de fois se produit en pratique le courant d'enclenchement maximum calculé pour 200 enclenchements arbitraires.

Introduction

Les dispositifs de protection d'un transformateur doivent être conçus pour assurer d'une part la plus grande sécurité contre les surcharges et les courts-circuits et d'autre part ne pas fonctionner par suite de l'à-coup de courant causé par l'enclenchement à vide du transformateur. Cela signifie qu'il est nécessaire de connaître, pour le dimensionnement de la protection, le maximum possible du courant d'enclenchement et sa courbe en fonction du temps. Cette connaissance peut être obtenue par mesure ou par calcul.

Les considérations fondamentales, pour le calcul de la première amplitude du plus grand courant d'enclenchement possible d'un transformateur à vide, ont trait à un transformateur monophasé et sont connues par la littérature [1, 2][1]. Elles sont en général aussi valables pour les transformateurs triphasés, mais il faut encore tenir compte de l'influence importante du couplage, question traitée également en détail dans de nombreux travaux [3 à 6].

Quelques-uns de ces travaux sont déjà anciens et se fondent sur des suppositions qui ne sont plus justifiées avec les constructions modernes. Avec l'emploi usuel de tôles laminées à froid et de plus grosses inductions (de 1,5 à 1,7 T)[2], les courbes d'aimantation et le rapport entre l'induction de saturation et de rémanence et l'induction nominale ne sont plus ceux des anciennes constructions. L'induction de rémanence n'est pas la même avec des circuits magnétiques à joint plan et à joint imbriqué. Dans ce qui suit, nous allons étudier de façon nouvelle les conditions à l'enclenchement d'un transformateur à vide.

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 915.

[2] 1 T (tesla) = 10^4 gauss

Désignations et formules

Nous avons réuni ci-dessous les désignations et les formules employées dans cet article.

Grandeurs électriques

I_{0max} = valeur de crête du plus grand courant d'enclenchement [A] possible

U = valeur efficace de la tension [V]

$$X_L = \omega \cdot L = \frac{\omega \cdot N^2 \cdot \mu_0 \cdot \pi (D + {}^2/_3 b)^2}{4 \cdot l_w} =$$

réactance dans l'air de l'enroulement enclenché [Ω]

$\omega = 2\pi f$ = pulsation [s⁻¹]

N = nombre de spires

L = inductance dans l'air de l'enroulement [H]

$\mu_0 = 1{,}256 \cdot 10^{-6}$ = perméabilité magnétique du vide [H m⁻¹]

D = diamètre intérieur de l'enroulement [m]

b = hauteur de la bobine (radialement) [m]

l_w = longueur de la bobine (axialement) [m]

R = résistance ohmique de l'enroulement [Ω]

$$\beta = \frac{B_S - B_R}{B_n}$$

B_S = induction de saturation [T]

B_R = inductance de rémanence [T]

B_n = induction nominale [T]

$$\tau = \frac{L}{R} = \text{constante de temps [s]}$$

t_s = temps nécessaire pour atteindre la saturation [s]

$T = \frac{1}{f} =$ période du courant du réseau [s]

$\frac{t_s}{T} = \frac{1}{2\pi} \arccos (1-\beta)$

I'_{0max} = valeur de crête du courant maximum d'enclenchement dans un circuit avec R et L [A]

S = puissance apparente [kVA]

$i_n = I_n \cdot \sqrt{2}$ = valeur de crête du courant nominal [A]

I_n = valeur efficace du courant nominal [A]

$I_c = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \frac{100\,\%}{\varepsilon_c\,[\%]}$ = valeur de crête du courant asymétrique de court-circuit [A]

$k = f\left(\frac{\varepsilon_R}{\varepsilon_X}\right)$ = facteur

ε_R = composante ohmique relative de la tension de court-circuit [%]

ε_X = composante inductive relative de la tension de court-circuit [%]

$\varepsilon_c = \sqrt{\varepsilon_R^2 + \varepsilon_X^2}$ = tension relative de court-circuit [%]

$\varepsilon_L = \frac{X_L \cdot I_n}{U} 100$ = réactance dans l'air relative [%]

p = nombre de périodes jusqu'à ce que I_{0max} soit réduit à la demi-valeur de la première amplitude

$V_{1,5}$ = pertes totales des tôles magnétiques pour 1,5 T [W/kg]

Grandeurs statistiques

n = nombre de valeurs mesurées

x_i = valeur mesurée individuelle

$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} x_i$ = valeur moyenne

f_j = fréquence observée

F_j = fréquence cumulée

σ = dispersion définie par

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^{n} (x_i - \bar{x})^2$$

t-Test = test statistique pour contrôler l'écart fortuit ou probable de deux valeurs moyennes

$$t = \frac{\bar{x}_1 - \bar{x}_2}{\sigma_\Delta} \sqrt{\frac{n_1 \cdot n_2}{n_1 + n_2}}$$

$$\sigma_\Delta^2 = \frac{1}{n_1 + n_2 - 2} [\sigma_1^2 (n_1 - 1) + \sigma_2^2 (n_2 - 1)]$$

Calcul du plus grand courant d'enclenchement possible

W. Schmidt, dans ses recherches [2, 6], donne une formule qui tient compte de façon correcte des conditions actuelles. Après quelques transformations, on peut l'écrire:

$$I_{0max} = \sqrt{2} \frac{U}{X_L} \cdot \left\{2 - \beta - \frac{R}{X_L}\left[\sqrt{\beta(2-\beta)} + \pi\left(1 - \frac{t_s}{T}\right)(1-\beta)\right]\right\} \quad (1)$$

Cette formule n'est valable, très strictement, que pour les transformateurs monophasés. Elle est toutefois applicable aux transformateurs triphasés, mais il faut, comme nous l'avons déjà dit, tenir compte de l'influence du couplage de transformateur [3 à 6]. Il ressort de la formule que l'on peut compter pratiquement avec une inductance pure dans l'air de l'enroulement, c'est-à-dire avec une variation linéaire du flux en fonction du courant. Cette supposition est justifiée pour la raison suivante: lors de l'enclenchement à tension nulle, il existe comme on le sait une composante de courant continu, si bien que même sans rémanence, il se produit une induction de $2 \cdot B_n$. Comme actuellement les transformateurs de distribution sont exploités avec $B_n \geqq 1{,}5$ T, on atteint ainsi à l'enclenchement une induction d'environ 3 T. Avec les tôles laminées à froid, la saturation est atteinte vers 2,0 T. En tenant compte de la rémanence, qui pour des tôles laminées à froid et des transformateurs à joints imbriqués avec des entrefers très petits peut atteindre jusqu'à 80 % de l'induction nominale (voir fig. 1), les conditions sont encore plus marquées. Alors, l'induction maximum est:

$$B_{max} \approx 2 \cdot B_n + B_R = 2 \cdot 1{,}5 + 0{,}8 \cdot 1{,}5 = 4{,}2 \text{ T} \quad (2)$$

Cela correspond à plus de deux fois la saturation.

La formule (1) n'est valable que pour l'enclenchement de transformateurs dont l'enroulement secondaire est à vide, car dans ce cas, pour une inductance pure, la différenciation entre inductance principale et de fuite n'est pas nécessaire. Il est de plus évident qu'il faut tenir compte de l'effet amortisseur de la résistance ohmique de l'enroulement. Pour $\beta = 0$ et $\frac{R}{X_L} \ll 1$, on obtient la formule connue du courant d'enclenchement maximum d'un circuit avec résistance et inductance:

$$I'_{0max} = \sqrt{2} \frac{U}{X_L} \left[2 - \frac{R}{X_L} \cdot \pi\right] \quad (3)$$

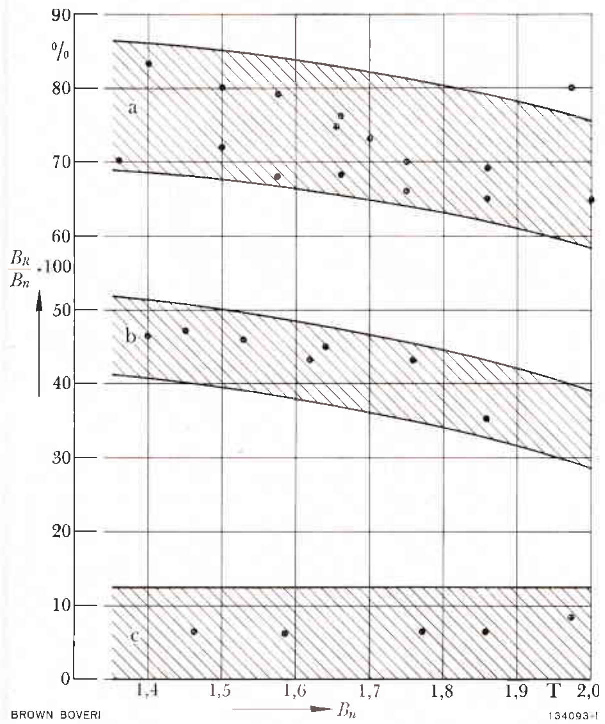
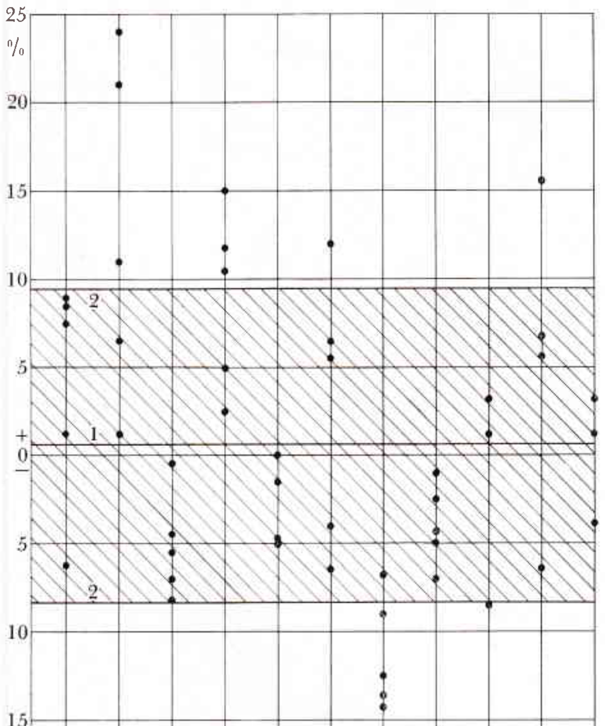


Fig. 1. – Induction rémanente (en %) de divers transformateurs triphasés en fonction de l'induction nominale

a: Tôles laminées à froid (pratiquement sans entrefer)
b: Tôles laminées à chaud (pratiquement sans entrefer)
c: Circuit magnétique avec entrefer



En outre, nous admettons que le transformateur est relié à un réseau stable.

De ce qui a été déjà dit, il découle que la grandeur du courant d'enclenchement d'un transformateur triphasé à vide dépend des facteurs suivants:

- Valeur efficace de la tension U
- Réactance dans l'air X_L et résistance R de l'enroulement
- Rapport $\beta = \frac{B_S - B_R}{B_n}$
- Moment de l'enclenchement
- Couplage

Comparaison entre valeurs calculées et valeurs mesurées

Si le courant d'enclenchement a une composante continue, celle-ci produit une aimantation préalable des transformateurs de courant branchés dans le circuit. La première amplitude est transmise avec suffisamment d'exactitude par ces transformateurs, mais l'erreur grandit de plus en plus avec les amplitudes suivantes. Afin d'obtenir des mesures exactes, les courants sont mesurés par relevé oscillographique de la chute de tension qu'ils produisent dans un shunt à faible induction et indépendant de la température.

Dans une première série de mesures, nous avons mesuré les courants d'enclenchement de quatre transformateurs triphasés de distribution de 100 à 320 kVA. Tous les enclenchements se firent à vide sur un réseau stable. Les transformateurs étaient de divers couplages et avaient des courbes d'aimantation différentes. Une commande précise (environ ± 5 °) et un disjoncteur très rapide permettaient le choix exact des moments d'enclenchement et de déclenchement. Ces conditions permirent des mesures dans le cas le plus défavorable, c'est-à-dire lorsque la rémanence est maximum et la tension nulle. Des mesures sans aucune rémanence purent être réalisées

Fig. 2. – Ecarts relatifs de 50 courants d'enclenchement mesurés de quatre transformateurs différents par rapport aux valeurs calculées d'après la formule (1) (valeurs calculées = 100%)

a à l = diverses séries de mesures
1 = valeurs moyennes des écarts = + 0,6 %
2 = limite de dispersion (± 8,9 %) des écarts

en excitant le transformateur avec un alternateur dont on abaissait lentement la tension jusqu'à zéro. Comme les enroulements enclenchés ont des prises, il est possible de faire varier l'induction dans une grande échelle de 1,4 à 1,9 T. Par des commutations, il est possible de faire fonctionner le transformateur en monophasé.

Tous les résultats de mesures (en tout 50 mesures) ont été comparés avec des valeurs calculées à l'aide de la formule (1). Les écarts sont de $\pm 10\,\%$, ce qui peut être considéré comme une excellente correspondance (voir fig. 2).

Les mesures confirment l'exactitude des modifications des calculs proposées par W. Schmidt [6] pour passer du cas monophasé au triphasé aussi bien en couplage Δ qu'en couplage ⅄.

Comparaison du courant maximum possible d'enclenchement avec le courant nominal et le courant de court-circuit

Pour cette comparaison, on ne considère que les valeurs de crête de tous les courants. On a alors les relations suivantes:

I_{0max} d'après la formule (1) = courant maximum d'enclenchement dans le cas le plus défavorable

$$i_n = \frac{S\sqrt{2}}{U\sqrt{3}} = \text{valeur de crête du courant nominal} \quad (4)$$

$$I_c = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_n \frac{100\,\%}{\varepsilon_c[\%]} \quad \text{valeur de crête du courant asymétrique de court-circuit} \quad (5)$$

où le facteur k est une fonction de $\varepsilon_R/\varepsilon_X$, qui prend la valeur 1,8 pour les transformateurs de puissance et de 1,2 à 1,5 pour les transformateurs de distribution. Si l'on forme maintenant avec les courants d'enclenchement mesurés I_{0max} de transformateurs de 100 à 320 kVA le rapport I_{0max}/i_n, on obtient, pour $B_n \approx 1{,}6$ T, des valeurs de 20 à 10.

Dans l'article [6], on obtient pour un transformateur à air de 16 kVA un rapport de 30. A des fins de comparaison, mentionnons que dans les transformateurs de construction ancienne avec tôles laminées à chaud, le courant d'enclenchement dépasse à peine 10 fois i_n. En comparant les courants d'enclenchement mentionnés avec le courant de court-circuit, on a

$$\frac{I_{0\,max}}{I_c} \approx \frac{\varepsilon_c}{\varepsilon_L}$$

ce qui donne les valeurs, également pour $B_n \approx 1{,}6$ T, de 0,50 à 0,15. Cela signifie que pour les transformateurs de faibles puissances, le plus grand courant possible à l'enclenchement peut atteindre jusqu'à 50 % du courant de court-circuit, donc une valeur de grandeur inattendue.

Amortissement du courant d'enclenchement

Les mesures sur les transformateurs cités d'une puissance de 100 à 320 kVA montrent que l'amplitude de courant s'abaisse, en moyenne en 5 à 12 périodes, à la moitié de la première amplitude de courant. Des résultats complets sur l'amortissement du courant d'enclenchement sont donnés dans les articles [7, 8].

Rapports pour les transformateurs de grande puissance

D'après la loi de croissance, la puissance nominale des transformateurs croît avec la quatrième puissance des dimensions linéaires. Ce qui fait que le courant et la tension croissent environ avec le carré des dimensions linéaires. L'inductance L croît à peu près de façon linéaire, tandis que la résistance R de l'enroulement décroît de la même façon. La tension de court-circuit ε_c croît presque linéairement.

Si l'on désigne les dimensions par x, on peut estimer les rapports dans les transformateurs de grandes puissances approximativement comme suit:

$$\frac{I_{0\,max}}{i_n} \approx \frac{x}{x^2} = \frac{1}{x} \longrightarrow \text{décroît}$$

$$\frac{I_{0\,max}}{I_c} \approx \frac{\varepsilon_c}{\varepsilon_L} \approx \frac{x}{x} = 1 \longrightarrow \text{reste presque pareil}$$

$$\tau = \frac{L}{R} \approx \frac{x}{\frac{1}{x}} = x^2 \longrightarrow \text{croît fortement}$$

Il découle de cela que le courant d'enclenchement décroît par rapport à la valeur de crête du courant nominal quand la puissance du transformateur augmente. Comparé au courant de court-circuit, le rapport reste à peu près le même. En revanche, le temps d'amortissement du courant d'enclenchement croît avec la puissance des transformateurs.

Une comparaison numérique entre deux transformateurs triphasés, l'un de 250 kVA et l'autre de 2500 kVA, donne pour le petit transformateur un

rapport $\frac{I_{0max}}{i_n}$ = 12,5 et une constante de temps τ = 60 ms, alors que pour le transformateur de 2500 kVA le rapport des courants est de 10,0 et la constante de temps de 190 ms. Le rapport $\frac{I_{0max}}{I_c}$ est pour les deux transformateurs de 0,40.

Pour les transformateurs à tôles laminées à froid, on trouve dans [3] les données suivantes:

Puissance du transformateur (kVA)	500	1000	5000	10000	50000
$\frac{I_{0\,max}}{i_n}$	16	14	10	10	9

A la même source, on trouve pour la réduction du courant d'enclenchement à la moitié de sa valeur de pointe les valeurs suivantes:

500 à 1 000 kVA : 8 à 10 périodes
1 667 à 10 000 kVA : 10 à 60 périodes
10 000 kVA et plus : 60 à 3600 périodes

Ces valeurs confirment nos déductions et nos mesures.

Probabilité pour que se produise le courant maximum d'enclenchement

Comme nous l'avons déjà dit, il se peut que le courant d'enclenchement, dans les cas les plus défavorables et spécialement dans le cas des puissances inférieures, soit d'une grandeur inattendue (jusqu'à $0{,}5 \cdot I_c$). Pour le dimensionnement de la protection des transformateurs, il est naturellement de la plus haute importance de connaître la fréquence, en pratique, de ce cas le plus défavorable. On procéda de cette façon: les conditions restant parfaitement les mêmes, on soumit un même transformateur à 200 enclenchements tout à fait arbitraires, c'est-à-dire non commandés. Les enclenchements se faisaient du côté haute tension (HT) avec un réseau stable, l'enroulement basse tension étant ouvert.

Le transformateur avait les caractéristiques suivantes:

Transformateur triphasé dans l'huile avec enroulements concentriques:
Puissance apparente: S = 125 kVA
Fréquence: f = 50 Hz
Rapport de transformation à vide: $\frac{8100}{396}$ V $\frac{8{,}91}{182}$ A
Couplage: Yz 11
Tôles laminées à froid avec $V_{1,5}$ = 1,0 W/kg
Tension de court-circuit: ε_c = 4,4 %
Réactance dans l'air (HT): X_L = 51 Ω
Rapport $\beta = \frac{B_S - B_R}{B_n} = 0{,}45$
Résistance de l'enroulement HT: R = 4,99 Ω
Rapport $\frac{t_s}{T} = 0{,}1575$
Facteur $k = f\left[\frac{\varepsilon_R}{\varepsilon_X}\right] = 1{,}24$

D'où l'on calcule

i_n = 12,6 A (valeur de crête) ε_L = 9,75 %
I_c = 355 A (valeur de crête) I_{0max} = 170 A (valeur de crête)

et en outre

$$\frac{I_{0\,max}}{i_n} = 13{,}5 \qquad \frac{I_{0\,max}}{I_c} = 0{,}48 \qquad \frac{\varepsilon_c}{\varepsilon_L} = 0{,}45$$

Valeurs mesurées

La mise en valeur des 200 mesures se fait au moyen du calcul statistique et des probabilités, comme décrit dans [9 et 10]. L'interprétation suivante se rapporte aux valeurs de crête des premières pointes de courant de la phase qui présente le courant d'enclenchement le plus élevé. La plus petite valeur mesurée (valeur de crête) est de 25 A et la plus élevée de 167 A; cette dernière concorde de façon étonnante avec la valeur de crête calculée de 170 A (voir figure 3). Pendant les 200 enclenchements, ni le transformateur, ni les dispositifs de mesure, ni l'installation d'essai n'ont subi de modification, si bien que l'on peut de prime abord admettre que ces 200 mesures font partie d'une seule série qui s'ordonne d'après la fréquence de répartition de Gauss. On répartit les 200 valeurs mesurées en 15 classes de même largeur comme suit:

classe 1: 20 à 29 A
classe 2: 30 à 39 A
classe 3: 40 à 49 A
. .
. .
. .
classe 15: 160 à 169 A

On obtient ainsi la fréquence de répartition de la figure 4. La figure montre sans ambiguïté que les 200 valeurs mesurées ne doivent pas être considérées comme appartenant à une même série, mais à deux distributions différentes, dont les centres se trouvent

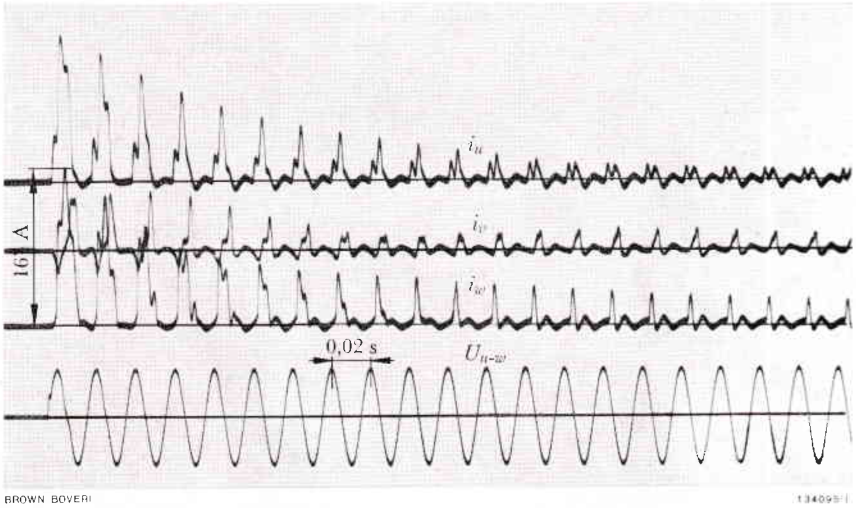


Fig. 3. – Oscillogramme du courant d'enclenchement le plus élevé (valeur de crête) de 200 enclenchements avec un transformateur triphasé de 125 kVA

La figure montre les trois courants de phase i_u, i_v et i_w, ainsi que la tension aux bornes U_{u-w}
Valeur de crête mesurée = 167 A
Valeur maximum possible calculée pour cette valeur de crête = 170 A
Nombre de périodes (temps d'abaissement à 1/2 I_{0max}) p = 4.

à environ 60 et 120 A. Il faut encore déterminer la limite entre les deux distributions. Afin de mieux pouvoir juger, les 200 valeurs mesurées sont disposées par ordre de grandeur; on prend la valeur moyenne de cinq valeurs consécutives et cette valeur est reportée dans un réseau de probabilité comme dans la figure 5. On voit que la limite doit pouvoir être fixée pour une valeur de crête de 84 A, d'où

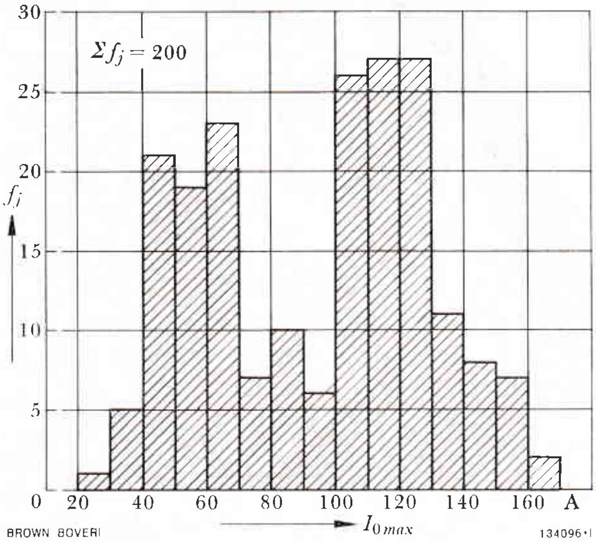


Fig. 4. – Fréquence observée f_j du courant d'enclenchement $I_{0\,max}$ (valeur de crête) pour 200 enclenchements arbitraires (transformateur triphasé de 125 kVA)

La plage de mesure est divisée en 15 classes de même largeur.

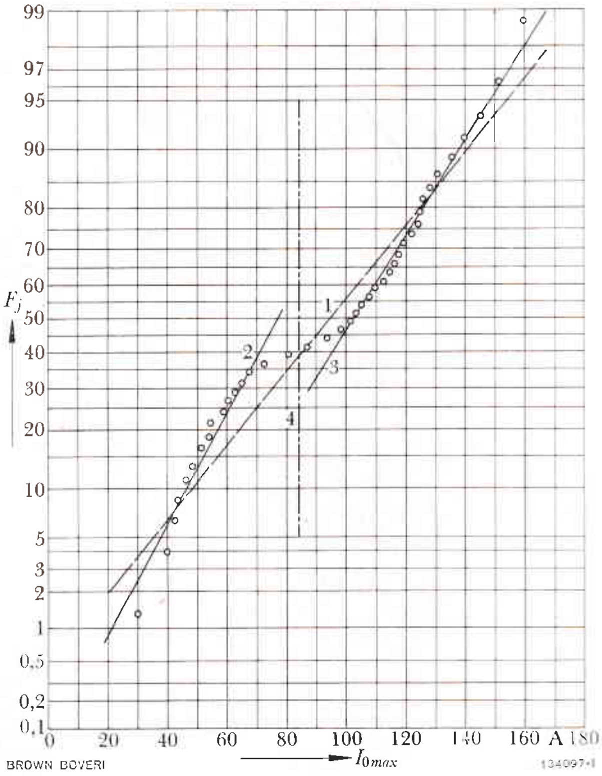


Fig. 5. – Fréquence cumulée F_j de 200 mesures de courant d'enclenchement (valeur de crête)

Les 200 valeurs mesurées sont disposées en ordre de grandeur et l'on reporte la valeur moyenne de cinq valeurs consécutives.

1 = droite de régression pour n = 200
2 = droite de régression pour n = 80
3 = droite de régression pour n = 120
4 = limite des deux séries

Etude statistique des courants d'enclenchement mesurés et de leur durée de réduction à la demi-valeur de la première amplitude

A = valeur de crête du courant d'enclenchement
B = nombre de périodes p jusqu'à ce que le courant d'enclenchement soit réduit à la moitié de la valeur de la première amplitude

	Désignation	*1re série* Enclenchement avec grosse rémanence	*2e série* Enclenchement pratiquement sans rémanence
	Nombre de valeurs mesurées n	120	80
A	Valeur minimum x_{min} [A]	86	25
	Valeur moyenne $\bar{x}$ [A]	120	56
	Valeur maximum x_{max} [A]	167	85
	Dispersion en A	17,7	12,6
	Dispersion en % de $\bar{x}$	14,7	22,5
B	Valeur minimum x_{min} (p)	3,5	5,0
	Valeur moyenne $\bar{x}$ (p)	5,7	11,6
	Valeur maximum x_{max} (p)	13,0	23,0
	Dispersion en p	1,6	4,4
	Dispersion en % de $\bar{x}$	28,0	38,0

une première série avec $n_1 = 80$ ($i = 1$ à 80) et une deuxième avec $n_2 = 120$ ($i = 81$ à 200).

Comme pour l'étude statistique, il existait un programme de calcul, tous les calculs se firent sans répartition en classes. Ce n'est que pour estimer si les valeurs mesurées ainsi réparties en deux séries indépendantes correspondent à une répartition de Gauss, que la première série avec $n_1 = 80$ a été répartie en 6 classes de même largeur et la deuxième avec $n_2 = 120$ en 10 classes. Cela montra que les valeurs moyennes des classes de chaque série, prises séparément, correspondent avec une forte probabilité à une répartition de Gauss. Chaque point se trouve très rapproché de la droite de régression. Dans le tableau, on a donné l'exacte étude statistique des deux séries, c'est-à-dire valeur moyenne, dispersion et valeurs extrêmes du courant d'enclenchement et le nombre de périodes jusqu'à sa diminution à mi-amplitude.

Pour le courant d'enclenchement et pour l'amortissement, on a encore étudié si l'écart des valeurs moyennes des deux séries est fortuit ou probable. A cet effet, on utilise le test t d'après [9 et 10] et on détermine t comme suit:

$$t = \frac{\overline{X}_1 - \overline{X}_2}{\sigma_\Delta} \cdot \sqrt{\frac{n_1 \cdot n_2}{n_1 + n_2}} \qquad (6)$$

Pour le courant d'enclenchement, $t = 28{,}2$ et pour le temps d'amortissement, $t = 13{,}6$. Comme dans le cas présent, les deux valeurs moyennes mesurées (des deux séries) s'écartent l'une de l'autre avec une probabilité de 99,9 %, t calculé doit être $\geqslant 3{,}34$. Les valeurs calculées de t sont notablement plus élevées, si bien que les valeurs moyennes s'écartent sûrement l'une de l'autre et non pas par hasard.

Comme l'indique le tableau, les valeurs moyennes du courant d'enclenchement des deux séries sont 56 et 120 A. La différence des valeurs moyennes est, comme mentionné, assurée avec une très grande probabilité. Nous n'avons trouvé qu'une explication à cette grande différence; malgré les 200 enclenchements parfaitement arbitraires, dans la série à valeur moyenne basse (56 A), le transformateur dans la phase considérée n'avait pratiquement pas de rémanence, tandis que la série à valeur moyenne élevée (120 A) présentait une forte rémanence. (La rémanence dépend aussi du moment de l'enclenchement.) Le rapport mesuré entre les deux valeurs moyennes est 1 : 2,1. Dans la première série de mesures avec moment d'enclenchement commandé, le rapport des courants d'enclenchement entre le cas sans rémanence et rémanence maximum est de 1,8. Si dans la formule (1) on pose $B_R = 0$, on a dans notre cas $\beta = 1{,}2$ et donc $I_{0max} = 95$ A et la même

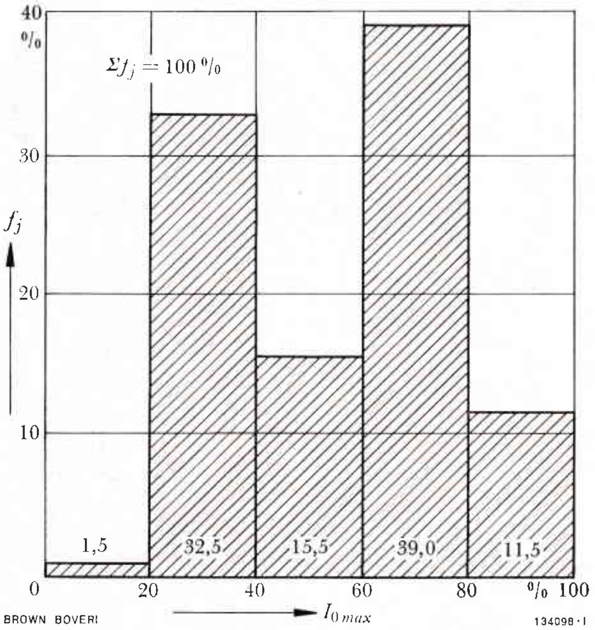


Fig. 6. – Fréquence observée f_j (en %) du courant $I_{0\,max}$ avec 200 enclenchements

Valeur de crête calculée $I_{0\,max} = 170$ A = 100 %.

formule donne pour la rémanence maximum 170 A. Ce qui correspond également à un rapport de 1 : 1,8. Ces comparaisons semblent justifier notre explication.

Comme nous l'avons déjà mentionné, notre étude statistique se rapporte au courant d'enclenchement de la phase présentant la plus grosse amplitude de courant. Nous allons également étudier les courants d'enclenchement des deux autres phases. Dans la deuxième phase, le courant d'enclenchement est en moyenne 88 % de celui de la première phase, et celui de la troisième 12 %. Cela est clair, lorsqu'on pense que la somme de tous les courants doit être nulle s'il n'y a pas de courant de terre. Par contre, il est étonnant que le courant d'enclenchement soit encore si élevé dans la deuxième phase, car la condition d'enclenchement à tension nulle ne peut être remplie théoriquement que pour une phase.

Enfin, étudions combien de fois s'est produit réellement le plus grand courant d'enclenchement possible calculé de 170 A sur les 200 enclenchements. Pour cette étude, on pose que la valeur de crête calculée de 170 A (pour I_{0max}) = 100 % et l'on rapporte les valeurs mesurées du courant d'enclenchement à cette grandeur. On partage ensuite l'échelle des valeurs de 0 à 100 % en cinq classes égales comme suit:

Classe 1	0 à 20 %	(≙ 0 à 34 A)
Classe 2	20 à 40 %	(≙ 34 à 68 A)
Classe 3	40 à 60 %	(≙ 68 à 102 A)
Classe 4	60 à 80 %	(≙ 102 à 136 A)
Classe 5	80 à 100 %	(≙ 136 à 170 A)

Ensuite, on détermine combien il y a, en %, de courants d'enclenchement dans chaque classe; le nombre total de valeurs mesurées, soit 200, est égal à 100 %. On obtient la répartition intéressante de la figure 6, qui montre qu'il y a relativement beaucoup de courants d'enclenchement, 11,5 % (c'est-à-dire 23), entre 80 et 100 % du maximum possible calculé. Ce pourcentage élevé est d'autant plus intéressant qu'il montre que le courant maximum possible d'enclenchement est réel et non seulement théorique. Dans un système triphasé, un maximum de courant se produit six fois par période. Mais si l'on admet que le maximum «pratique» de courant dure environ ± 5 °, cela donne pour une période une durée totale de 60 °, c'est-à-dire environ 17 %.

Les courants d'enclenchement des transformateurs de distribution à vide peuvent être calculés avec une exactitude d'environ ± 10 %. Dans les cas les plus défavorables, ils peuvent atteindre jusqu'à 50 % du courant de court-circuit. On voit que pour les transformateurs triphasés, le maximum possible du courant d'enclenchement se produit dans 12 % des cas. Il faut donc tenir compte de ces faits dans le dimensionnement des protections de transformateurs.

(J. C) F. HUBER

Bibliographie

[1] L.A. FINZI, W.H. MUTSCHLER: The Inrush of Magnetizing Current in Single-Phase Transformers. *Trans. Am. Inst. elect. Engrs* (1951), vol. 70, p. 1436 à 1438.

[2] W. SCHMIDT: Vergleich der Grösstwerte des Kurzschluss- und Einschaltstromes von Einphasentransformatoren. *Elektrotech. Z.*, Edit. A, vol. 79 (1958), n° 21, p. 801 à 806.

[3] AIEE Committee Report: Report on Transformer Magnetizing Current and its Effect on Relaying and Air Switch Operation. *Trans. Am. Inst. elect. Engrs* (1951), vol. 70, p. 1733 à 1739.

[4] L.F. BLUME, et al.: Transformer Magnetizing Inrush Currents and Influence on System Operation. *Trans. Am. Inst. elect. Engrs* (1944), vol. 63, p. 366 à 375.

[5] W.K. SONNEMANN, et al.: Magnetizing Inrush Phenomena in Transformer Banks. *Trans. Am. Inst. elect. Engrs* (1958), vol. 77, p. 884 à 892.

[6] W. SCHMIDT: Über den Einschaltstrom bei Drehstromtransformatoren. *Elektrotech. Z.*, Edit. A, vol. 82 (1961), n° 15, p. 471 à 474.

[7] T.R. SPECHT: Transformer Magnetizing Inrush Current. *Trans. Am. Inst. elect. Engrs* (1951), vol. 70, p. 323 à 327.

[8] I.E. HOLCOMB: Distribution Transformer Magnetizing Inrush Current. *Trans. Am. Inst. elect. Engrs.* Pwr. Appar. & Syst., n° 57, déc. 1961, p. 697 à 702.

[9] A. LINDER: Statistische Methoden für Naturwissenschafter, Mediziner und Ingenieure. Birkhäuser-Verlag, Bâle 1960.

[10] A. LINDER: Planen und Auswerten von Versuchen. Birkhäuser-Verlag, Bâle 1953.

Mesures pour maintenir en bon état l'huile des transformateurs de distribution

621.315.615.2:620.197

L'influence des conditions d'exploitation sur le vieillissement de l'huile des transformateurs de distribution est traitée dans cet article. Actuellement, on connaît bien les exigences auxquelles doit satisfaire l'huile. Les mesures prises par la Société Brown Boveri pour prolonger la durée de vie des huiles sont indiquées. L'inhibition de l'huile et la fermeture du transformateur avec un réservoir d'expansion (conservateur d'huile) jouent un rôle important.

Exigences auxquelles doivent satisfaire les transformateurs de distribution et comportement de l'huile en service

Sous le terme de transformateurs de distribution ou de poste, on désigne des transformateurs d'une série inférieure de haute tension (le plus souvent jusqu'à une tension nominale d'environ 30 kV), avec une puissance jusqu'à 2000 kVA et comme tension secondaire celle des réseaux pour besoins domestiques et industriels. Comme ils sont en général installés dans des postes sans surveillance, on exige d'eux un service, autant que possible, sans entretien. Les conditions de service deviennent plus difficiles du fait que les transformateurs sont soumis à des surcharges par à-coups.

A cause du manque de place lors de l'installation des postes d'une part et pour maintenir bas les frais de construction des bâtiments d'autre part, les distributeurs d'énergie et les consommateurs attachent une grande importance à ce que les dimensions de ces transformateurs soient les plus petites possible. C'est avant tout cette exigence qui conduisit en Suisse à construire ces transformateurs, spécialement pour les puissances jusqu'à 1000 kVA, sans réservoir d'expansion, donc avec surface de l'huile abaissée dans la cuve du transformateur. Par suite de la grande surface de l'huile chaude en contact avec l'oxygène de l'air, il se produit avec cette construction une oxydation plus rapide de l'huile; il est donc nécessaire de les étudier et construire avec des soins particuliers pour obtenir une durée de vie suffisamment longue (20 à 25 ans) de l'huile. En ce qui concerne l'exploitation, il faut prendre garde de ne pas dépasser la température en général admissible, car la rapidité de vieillissement de l'huile croît beaucoup avec l'augmentation de la température.

La température de service d'un transformateur dépend outre la grandeur de la charge, encore du genre et de l'intensité du refroidissement; dans les transformateurs de distribution, on a presque uniquement un refroidissement à air de la surface active de la cuve qui est augmentée artificiellement par des radiateurs, ou des réseaux de tubes, etc. C'est pourquoi il faut vouer une grande attention à une aération suffisante de l'emplacement de montage. Il existe des cas où les transformateurs sont installés dans des cellules mal ou même pas du tout ventilées, ce qui entraîne des températures permanentes de l'huile dépassant de beaucoup les valeurs admissibles; il en est presque de même si les transformateurs reposent sur le sol et s'il n'y a pas d'arrivée d'air frais par en bas. Il semble utile de rappeler ici les règles pour le dimensionnement de la ventilation des cellules de transformateurs: pour une élévation de 12 °C environ de la température de l'air de refroidissement, il faut un débit de 4 à 5 m³/min pour 1 kW de pertes au transformateur. La section nécessaire des canaux de ventilation est donnée dans la figure 1.

Lorsque les conduites d'air sont longues, il faut compter avec un supplément de section de 10 à 30 %; le montage de grilles et de jalousies demandant un supplément de 25 %. La distance minimale entre la cuve du transformateur et les parois de la cellule doit être de 300 mm. Lors du montage de plusieurs transformateurs dans le même local, la distance entre eux doit être au minimum de 500 mm.

Pour satisfaire aux exigences du marché tendant à une réduction des dimensions des transformateurs de distribution, nos transformateurs ont subi ces dernières années une série de modifications. La question du comportement de l'huile en service refit son apparition; elle nécessita quelques études et divers essais de laboratoire, ainsi que des contrôles pendant quelques années sur quelques sujets choisis, particulièrement sur des transformateurs avec de dures conditions d'exploitation, afin de juger des effets de ces modifications et éventuellement de supprimer celles qui se révéleraient défavorables. De nombreux essais, également sur des modèles de transformateurs, en faisant varier systématiquement toutes les grandeurs susceptibles d'avoir une influence, conduisirent, avec l'expérience pratique, aux améliorations introduites il y a plusieurs années. C'est sur ce sujet que nous nous étendons par la suite.

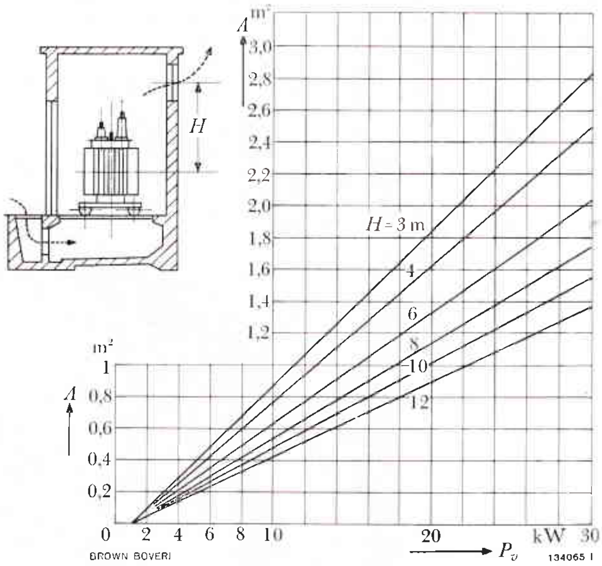


Fig. 1. – Refroidissement par air des cellules de transformateurs. Dimensions des orifices d'entrée et de sortie d'air

P_v = pertes du transformateur en kW
A = section des entrées et des sorties d'air en m²
H = hauteur de la colonne d'air chaud
Entrée d'air à gauche en bas
Sortie à droite en haut.

Protection de l'huile contre le vieillissement

Selon la tension de service et le genre d'isolation qui en découle, deux considérations différentes sont valables pour juger de l'état de l'huile isolante.

Dans le cas des transformateurs de puissance, pour des tensions de réseaux élevées ou très élevées, la pureté de l'huile et un faible *facteur de pertes* ont une grande importance; il ne faut pas s'attendre, avec ceux-ci, à une forte acidification de l'huile, parce qu'ils sont toujours équipés d'un réservoir d'expansion ou d'un autre système de protection.

Dans le cas des transformateurs de distribution, c'est plutôt *l'indice d'acidité* qui caractérise l'état de l'huile et qui est déterminant pour le réemploi de celle-ci. L'huile des transformateurs sans réservoir d'expansion est, à sa surface chaude, soumise à une forte oxydation et il se forme facilement, par étapes successives, des acides organiques; si le vieillissement est poussé assez loin, des produits de vieillissement insolubles dans l'huile se précipitent sous forme de boue.

A côté de l'indice d'acidité, on mesure aussi, comme caractéristique, *la tension superficielle* de l'huile par rapport à l'eau. On se sert pour cela du dispositif de mesure de Du Noüy [1][1], dans lequel un anneau de platine de grandeur donnée est déplacé sur la surface de séparation huile-eau, et l'on mesure la force à l'aide d'une balance de torsion. En général, nous mesurons pour chaque échantillon d'huile, en plus du facteur de pertes et de l'indice d'acidité, encore la tension superficielle. L'expérience a montré que cette valeur donne en général aussi une bonne idée de l'état de l'huile.

Le tableau I donne un aperçu des valeurs caractérisant l'état d'une huile de transformateurs de distribution.

D'autres mesures ont été prises pour élever la résistance au vieillissement de l'huile même, tout d'abord, un contrôle renforcé des caractéristiques de vieillissement des huiles neuves offertes sur le marché. Nous exigeons actuellement d'une huile neuve qu'elle ait, il va sans dire, une teneur en acide non décelable, une tension superficielle supérieure à 40 dynes/cm et un facteur de pertes inférieur à 0,6 % (mesuré à 90 °C) et après vieillissement selon CEI [2] < 15 %. Contrairement à ce qui se voit dans la littérature, en ce qui concerne la teneur en aromates, nous ne tenons pas cette teneur pour un critère

[1] Nombres entre crochets, voir la bibliographie, p. 921.

TABLEAU I

Caractéristiques de l'huile pour transformateurs de distribution

Etat de l'huile	Neuve	Légèrement vieillie	Moyennement vieillie	Fortement vieillie
tan δ à 90 °C [%]	< 3	jusqu'à environ 25	30 à 60	>80
Indice d'acidité [mg KOH/g]	< 0,03	jusqu'à 0,2	0,2 à 0,5	> 0·7
Tension superficielle [dynes/cm]	>32	20 à 30	15 à 20	<13
Formation de boue	non	non	non	oui

valable, nous préférons une huile avec une teneur en aromates pas trop faible et surtout pas trop élevée, en tous les cas pas supérieure à 14 %. Grâce à la collaboration des grandes entreprises d'huiles minérales, nous disposons actuellement de telles huiles isolantes avec une résistance au vieillissement excellente et un bon comportement diélectrique.

Les transformateurs de distribution également en tirent des avantages. On peut, grâce aux progrès de la technique de raffinage et au choix soigneux des huiles neuves, s'attendre à une beaucoup plus longue durée de vie de l'huile. Dans les transformateurs de construction ouverte, dans lesquels la surface libre dans la cuve facilite l'oxydation, il semble indiqué de prendre des mesures supplémentaires pour protéger l'huile contre l'oxydation. Pour cela, on a recours à l'inhibition de l'huile avec un anti-oxydant, moyen efficace contre l'oxydation, connu et ayant fait ses preuves depuis de nombreuses années à l'étranger. Quelques essais ont confirmé l'efficacité extraordinaire, comme inhibiteur, du «2,6 ditertiaire-butyle-para-crésol», substance connue comme facilement soluble (voir les résultats d'essais de vieillissement de longue durée avec de l'huile inhibée et de l'huile non inhibée reproduits dans la figure 2). Il a une absolue innocuité pour tous les éléments intérieurs du transformateur. Ceci est valable aussi bien pour l'inhibiteur frais que pour l'inhibiteur transformé sous l'effet de l'oxygène de l'air [3].

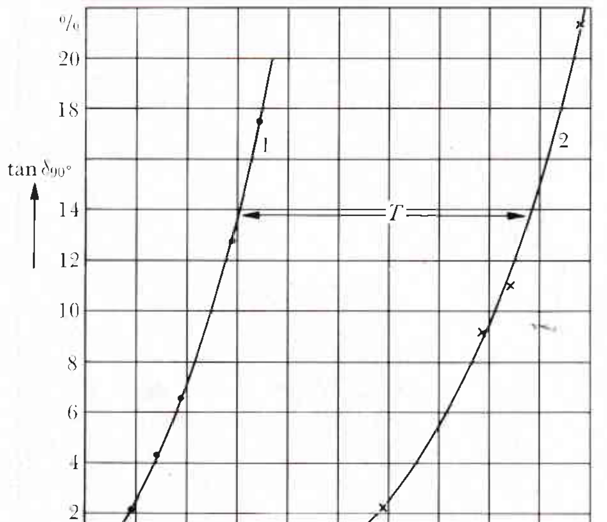


Fig. 2. – Essais de vieillissement de longue durée d'huiles de transformateurs

(Réservoir ouvert sans conservateur)

t = durée de l'essai en jour [d]

T = retard du début du vieillissement dû à l'inhibition de l'huile

Courbe 1 = facteur de pertes de l'huile non inhibée
Courbe 2 = facteur de pertes de l'huile inhibée
} température pendant le vieillissement = 100 °C

Pour un essai, on a rempli deux réservoirs d'environ 8 litres, chauffés de l'extérieur et pourvus d'une cellule de mesure de tan δ et de thermostats, l'un d'huile neuve non inhibée, l'autre d'huile neuve inhibée. La température était maintenue à 100 °C, sauf pendant la mesure de tan δ, où elle était abaissée à 90 °C. Les deux réservoirs étaient remplis jusqu'à 10 mm environ du couvercle muni d'une tubulure d'aération, ce qui reproduisait les conditions de l'huile dans les transformateurs de distribution. Le facteur de pertes servait de critère de vieillissement de l'huile.

Alors qu'après quelques jours, l'huile non inhibée présentait déjà une notable augmentation du facteur de pertes, donc un vieillissement, les propriétés diélectriques de l'huile inhibée, après environ 100 jours, restaient pratiquement les mêmes. Ce n'est qu'après que tout l'inhibiteur a été utilisé que commence le vieillissement de l'huile et il se poursuit de la même façon et dans le même temps que pour l'huile non inhibée. Le commencement du vieillissement de l'huile peut être retardé du temps de protection T par la concentration usuelle d'inhibiteur de 3 ‰, utilisée aussi dans l'essai.

Notre expérience, fondée sur de nombreuses mesures semblables, nous permet d'affirmer qu'en exploitation normale des transformateurs, l'inhibition de l'huile neuve peut en prolonger la durée d'usage de trois à quatre fois; de l'huile déjà en partie oxydée ne peut plus être sauvée par l'adjonction d'inhibiteur. Des transformateurs déjà plein de boue ne peuvent pas être remis en état par un remplissage avec de l'huile inhibée. Ils doivent être auparavant soigneusement nettoyés.

Les bons résultats obtenus avec la protection par inhibition des bonnes huiles contre le vieillissement ont donné l'occasion d'utiliser, depuis quelques années, de l'huile inhibée pour le remplissage des transformateurs de distribution. Cette mesure a donné satisfaction en tout point.

Mesures technologiques et de construction pour maintenir l'huile en bon état

Des catalyseurs peuvent jouer un rôle important dans le vieillissement de l'huile isolante, par exemple des substances organiques, des composantes additionnelles des matériaux isolants, des colles, etc.; mais aussi des métaux (surtout le cuivre) forment avec l'huile des combinaisons qui accélèrent le vieillissement.

Alors que dans les enroulements à haute tension, l'épaisse couche d'isolation réduit beaucoup l'effet catalytique non désiré du cuivre des conducteurs, cette protection naturelle n'est pas toujours suffisante, selon le genre d'isolation, dans les enroulements basse tension, par exemple des transformateurs de distribution. Afin d'éviter l'influence défavorable du cuivre sur le vieillissement, on emploie de préférence une couche de vernis protectrice. La pénurie de vernis de protection pendant la dernière guerre mondiale obligea à renoncer à traiter les enroulements de cette façon. De nouvelles conceptions dans la construction des transformateurs de distribution permirent d'abandonner ce vernissage. Mais la mise sur le marché de résines artificielles convenant très bien fit réintroduire ce traitement spécial. L'expérience confirme maintenant que le vernis de protection contribue à la conservation de l'huile; il améliore en outre la résistance dynamique du bandage de l'enroulement.

On renonça à certaines simplifications de finition dont l'influence défavorable sur la durée de vie de l'huile a été reconnue. Les installations de séchage et d'imprégnation furent modernisées, ce qui agit favorablement sur le comportement de l'huile des transformateurs.

Influence du genre de fermeture des transformateurs de distribution sur le vieillissement de l'huile

La forte tendance de l'huile à un vieillissement rapide dans les transformateurs ouverts provient du fait que l'huile a constamment une grande surface en contact avec l'air. Plusieurs solutions de construction s'offrent pour éviter ou réduire l'influence très défavorable de l'air sur l'huile. Mentionnons tout d'abord le système de fermeture utilisé en Amérique du Nord. La cuve du transformateur est hermétiquement fermée (soudée) et l'espace vide au-dessus de la surface d'huile est remplie avec un gaz inerte (azote). Ainsi, on supprime tout contact de l'huile avec l'oxygène de l'air et donc toute oxydation. Avec ce système de fermeture, on peut renoncer à utiliser de l'huile inhibée sans courir le risque d'une rapide détérioration de l'huile [4].

Une autre possibilité d'éviter le contact de l'huile chaude avec l'air est d'équiper les transformateurs d'un réservoir d'expansion (conservateur d'huile), construction usuelle en général chez nous pour les transformateurs de puissance et déjà fort bien introduite dans différents autres pays aussi pour les transformateurs de distribution. L'huile se trouvant dans le réservoir d'expansion situé au-dessus ou à côté du transformateur est toujours à un niveau plus haut que celui de l'huile du transformateur complètement rempli; elle a une température qui n'est qu'une fraction de celle du transformateur et en outre, la surface en contact avec l'air est très réduite. L'oxydation de l'huile n'est pas complètement supprimée, mais si fortement réduite que la durée d'utilisation est notablement prolongée. La figure 3 montre un transformateur de distribution de 50 kVA avec réservoir d'expansion. On voit également l'assécheur rempli de gel de silice et fixé sur le respirateur du réservoir d'expansion, ainsi que le thermomètre à cadran.

L'efficacité du réservoir d'expansion comme protection de l'huile contre un rapide vieillissement est prouvée clairement par les résultats d'un essai de longue durée (fig. 4).

Pour cet essai, on utilisa les mêmes réservoirs que pour l'essai de vieillissement de longue durée de l'huile inhibée. Quatre réservoirs étaient remplis d'huile non inhibée, deux étaient ouverts, deux autres munis d'un réservoir d'expansion et la température de l'huile était maintenue à 70 et 100 °C. L'huile des réservoirs ouverts présente l'allure connue d'un rapide vieillissement, reconnu à l'augmentation rapide du facteur de pertes; comme on s'y attendait, la détérioration de l'huile est moins rapide

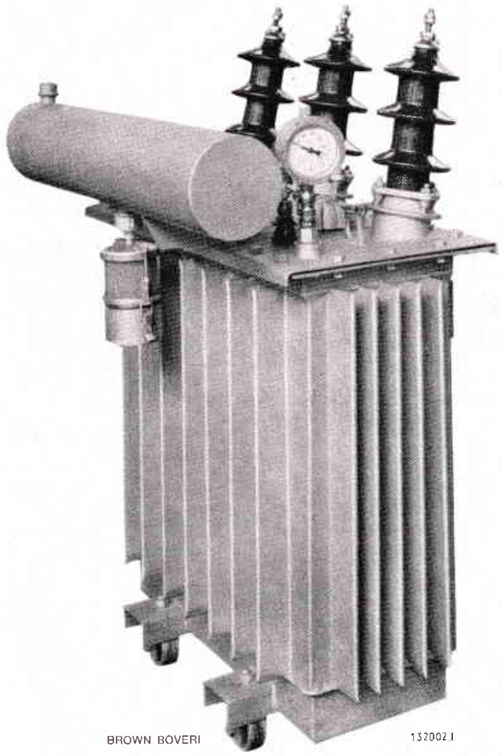


Fig. 3. – Transformateur de distribution avec réservoir d'expansion

Transformateur triphasé, type TFKa, 50 kVA, 16 480/415 V, 50 Hz. Réservoir d'expansion avec assécheur rempli de gel de silice, respirateur et thermomètre à cadran sur le couvercle du transformateur.

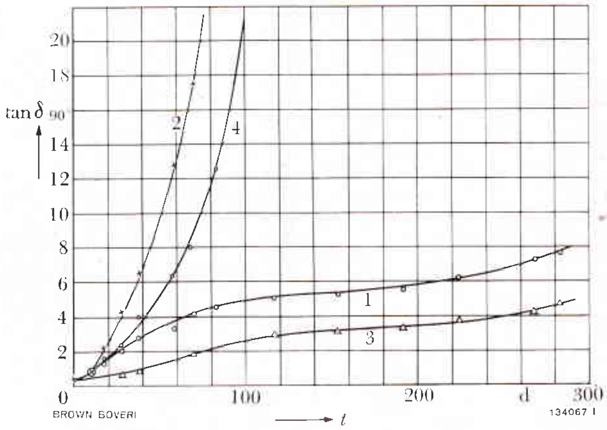


Fig. 4. – Essais de vieillissement de longue durée d'huiles de transformateurs. Comparaison des exécutions avec et sans réservoir d'expansion

t = durée de l'essai en jours [d]

Courbe 1: Facteur de pertes avec réservoir d'expansion
Courbe 2: Facteur de pertes sans réservoir d'expansion
} Température pendant le vieillissement = 100 °C

Courbe 3: Facteur de pertes avec réservoir d'expansion
Courbe 4: Facteur de pertes sans réservoir d'expansion
} Température pendant le vieillissement = 70 °C

avec la basse température, tandis que l'huile des deux réservoirs avec conservateurs, pendant toute la durée de l'essai, ne présente qu'un léger vieillissement.

L'efficacité du réservoir d'expansion comme protection de l'huile est prouvée par quelques exemples tirés de la pratique (voir tableau II).

Si, dans ces exemples, des différences de charge ou des conditions de refroidissement peuvent avoir influencé le vieillissement de l'huile, il est indéniable que les transformateurs avec conservateur présentent

TABLEAU II

Etat de l'huile non inhibée de transformateurs de distribution avec et sans réservoir d'expansion après des années d'exploitation

Caractéristiques du transformateur			Résultats de l'essai de l'huile		
Réservoir d'expansion	Puissance nominale kVA	Années de service	Indice d'acidité mg KOH/g	Tension superficielle dynes/cm	tan δ à 90°C %
oui	3000	10	0,08	28,5	7,5
	2000	7	0,05	30,6	3,4
	3000	5	0,04	32,0	2,6
non	640	10	0,31	13,9	190
	1000	8	0,18	14,6	139
	1250	5	0,07	27,2	39

un bien meilleur état de l'huile. Outre l'excellente protection que représente le réservoir d'expansion contre le vieillissement, il a encore l'avantage d'empêcher fortement la formation d'eau de condensation dans le transformateur. Dans les transformateurs ouverts, il peut se produire, lors de brusques variations de température, ce phénomène désagréable, difficile à éviter.

Conclusions

L'emploi d'huiles isolantes de bonne qualité, avec une excellente résistance au vieillissement et en plus inhibées à l'aide d'un anti-oxydant, garantit, à côté d'améliorations techniques et de fabrication introduites ces dernières années, une importante prolongation de la durée de vie des transformateurs. Dans ces conditions, malgré le fait qu'on puisse toujours répondre du service d'un transformateur sans réservoir d'expansion, ce système de fermeture dans de dures conditions de service renforce la protection de l'huile et si les conditions d'encombrement le permettent, il ne faut pas y renoncer.

(J.C.) W. Weber et K. Wolff

Bibliographie

[1] American Society for Testing and Materials: ASTM Designation D 971–50.

[2] Recommandations de la C.E.I.: Méthode pour évaluer la stabilité à l'oxydation des huiles isolantes. Publication C.E.I., n° 74 (1963).

[3] B. Gänger: Kontrolle der Isolierölalterung und Pflege des Öles von Hochspannungstransformatoren und Messwandlern. *Elektrotech. Z.*, Edit. A, vol. 84 (1963), n° 24, p. 800 à 803.

[4] T.K. Sloat, V.A. Banevicius: Insulating Oil Studies in Distribution Transformers. *Pwr Appar. & Syst., Spec. Suppl.*, vol. S 82 (1963), p. 353 à 365.

EN BREF

Une date dans la production des transformateurs de mesure

621.314.22.08.002.2

C'est le premier octobre 1965 que fut terminé le cent millième transformateur de mesure fabriqué depuis la création du service des transformateurs de mesure. Le développement de la vente de ces transformateurs fit ressortir en 1953 l'opportunité de créer un service spécial des transformateurs de mesure et des appareils de technique semblable. Auparavant déjà, divers services, en partie non spécialisés, s'occupèrent des transformateurs de mesure avec succès et réalisèrent des constructions originales.

La mise au point des transformateurs de mesure isolés à la résine synthétique moulée, qui ont depuis un grand succès, marqua l'époque de la création de ce nouveau service. En janvier 1964, la Société Brown Boveri mit en service une nouvelle fabrique de transformateurs de mesure isolés à la résine synthétique moulée. Dans un dispositif presque complètement étanche, fonctionnant en grande partie par gravité, et automatisé, la résine et la charge sont dosées, mélangées, fondues et coulées autour des parties actives pour former les transformateurs de mesure. La gamme de ces transformateurs comprend, pour le moment, les transformateurs de tension et de courant jusqu'à 72,5 kV en diverses exécutions, les derniers pour des courants jusqu'à 10 000 A.

Ce service a en outre mis au point de petits transformateurs de courant à air pour des tensions jusqu'à 1,1 kV et des courants nominaux primaires jusqu'à 1000 A, avec barre, ou pour enfiler sur des barres, ainsi que pour montage autour de conducteurs existants et comme type bobiné. Les nouveaux transformateurs de courant à barre, remaniés pour le montage à l'intérieur ou à l'extérieur ou encore dans les murs extérieurs, comprennent des transformateurs de 12 à 36 kV pour 30 à 2500 A ainsi que de 52 à 72,5 kV pour 30 à 1000 A.

Les bobines d'inductance pour courants élevés sont des appareils dont la technique s'apparente à celle des transformateurs de mesure; nous en construisons avec circuit magnétique de haute qualité ou sans champ magnétique extérieur; ces bobines furent utilisées beaucoup autrefois avec les redresseurs à contacts. Mentionnons encore les bobines d'absorption dont chaque moitié est traversée par des courants continus de 10 000 à 15 000 A sous une tension de 2×20 à 2×150 V (val. efficace) à 150 Hz. Pour les installations de redresseurs à semiconducteur, on emploie des bobines d'inductance de réglage en couplage d'absorption pour des courants de 3700 à 15 000 A (val. efficace) et une étendue de réglage de 5 à 50 V, ainsi que des bobines d'inductance de réglage montées en pont pour des courants de 5500 à 15 000 A (val. efficace) et une étendue de réglage de 10 à 80 V.

Pour les tensions très élevées, le nouveau service a mis au point de nouveaux transformateurs de courant à enroulements annulaires fermés hermétiquement et sans gaz, pour des tensions composées du réseau de 52 à 750 kV et pour des courants nominaux jusqu'à 2000 A. Les transformateurs de tension monophasés,

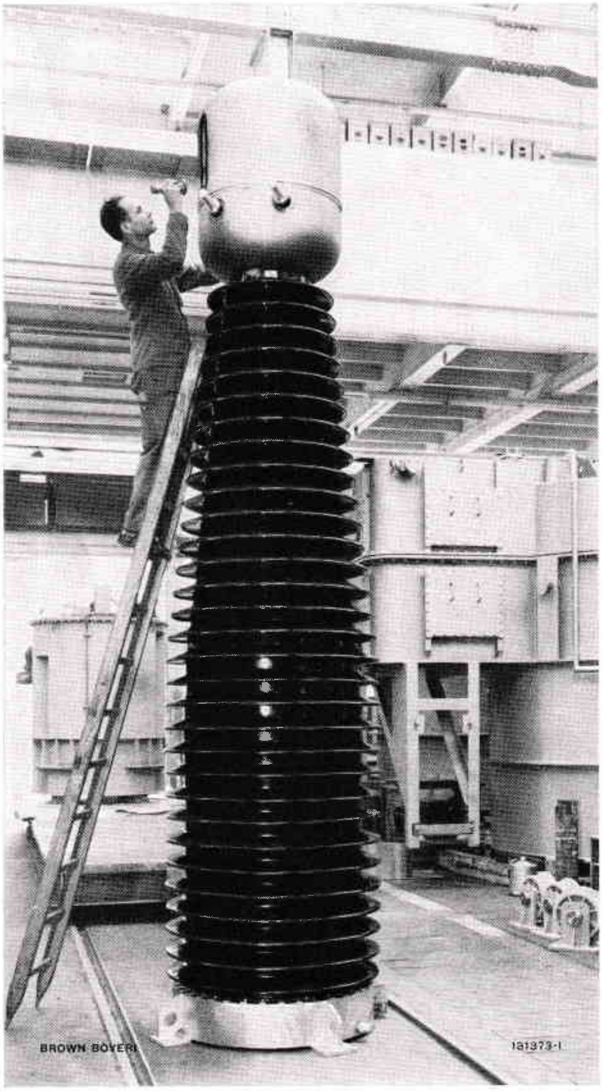


Fig. 1. — Transformateur de courant à enroulements annulaires type TMBRx 420 pour une tension de service de 420 kV

La distance d'éclatement particulièrement grande, demandée par le client, conduisit à l'isolateur le plus haut, construit en une seule pièce.

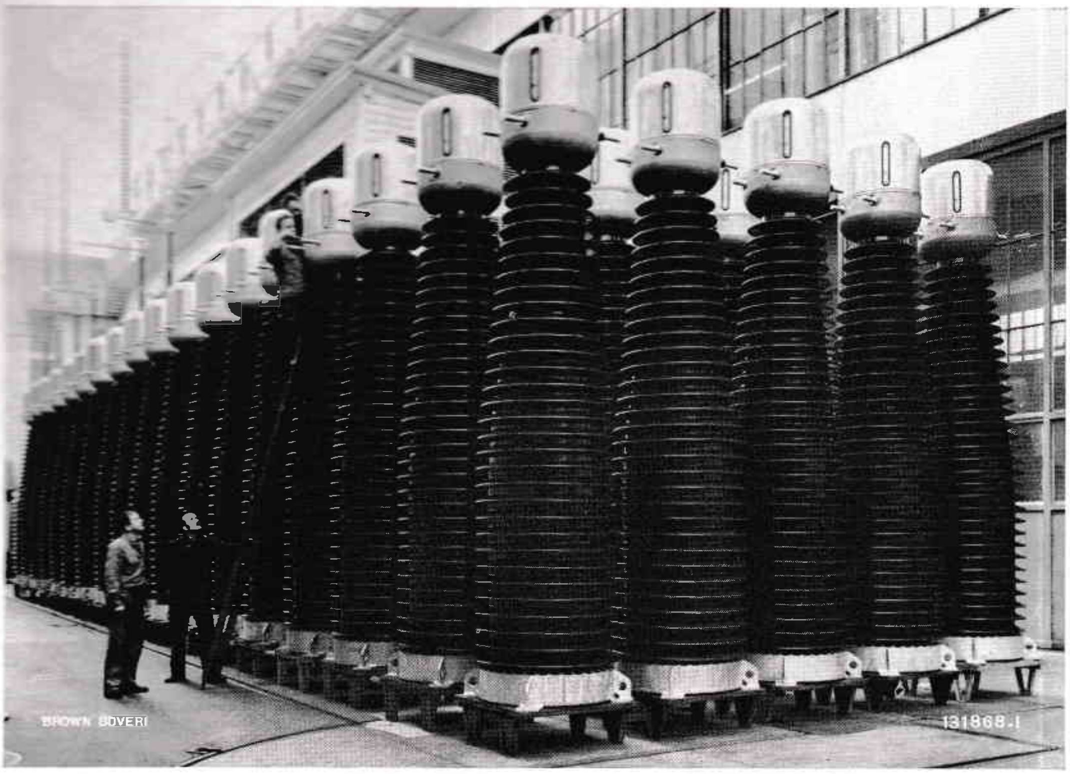


Fig. 2. – Transformateurs de courant à enroulements annulaires, pour réseaux à 420 kV. Ces transformateurs, prêts à être expédiés, font partie d'une livraison de 123 appareils qui seront installés en Afrique du Sud

fermés hermétiquement et sans gaz, avec noyau fermé ou ouvert, pour branchement entre phase et terre, pour des tensions de 52 à 750 kV furent également l'objet d'études systématiques. Les transformateurs de courant pour 750 kV furent construits en cascade à 2 étages et les transformateurs de tension pour 750 kV en cascade à quatre étages. Les prototypes furent présentés à l'Exposition nationale suisse en 1964 et les appareils faisant l'objet d'une première commande ont été livrés au Canada pour un réseau de 735 kV.

Le cent millième transformateur de mesure est un transformateur de courant pour haute tension. C'est un des 123 transformateurs à enroulements annulaires pour 400 kV qui furent commandés à notre représentant à Johannesbourg (Afrique du Sud) par la Electricity Supply Commission pour l'Atlas Distribution Station & Camden Power Station (fig. 1 et 2). Au sujet de la construction de ces transformateurs à 400 kV, mentionnons encore ce qui suit:

Nous fondant sur l'expérience acquise, dans la construction et en exploitation, avec les transformateurs de courant à très haute tension, nous avons choisi, pour l'isolation intérieure, le système papier–huile. Pour les quatre noyaux, nous avons choisi la forme la plus favorable, c'est-à-dire le tore fermé, formé de rubans de tôle enroulés. Ce genre de construction permet d'employer la meilleure qualité de matériau magnétique en bandes pour former le tore. Les qualités magnétiques sont encore améliorées par un recuit du tore. L'enroulement secondaire enroulé directement sur chacun des quatre noyaux a, grâce à sa forme en tore, une très faible réactance de fuite. L'enroulement primaire a également la forme d'un tore, ce qui lui assure une grande résistance aux efforts en court-circuit. Les deux tores des parties primaire et secondaire sont enchevêtrés en forme de croix et chacun des tores est isolé avec une isolation en papier de haute qualité recouverte d'une couche conductrice.

Le bain d'huile du transformateur est fermé hermétiquement sans gaz par un soufflet élastique, si bien que les hautes qualités diélectriques de l'huile sont ainsi maintenues sans surveillance spéciale. Le niveau d'huile est facile à contrôler grâce à des repères se déplaçant dans la fente du voyant et ceci quelle que soit la température.

La plus haute tension composée de service admissible est de 420 kV, la tension d'essai est de 630 kV à 50 Hz pendant une minute et la tension de tenue au choc (valeur de crête) 1425 kV.

La grande demande de transformateurs de mesure permet de penser que le deux cent millième appareil sera livré dans peu de temps.

(J.C.) G. GHISLER

Le nouveau disjoncteur pneumatique ultra-rapide, type DMF
Première livraison pour le réseau canadien à 735 kV

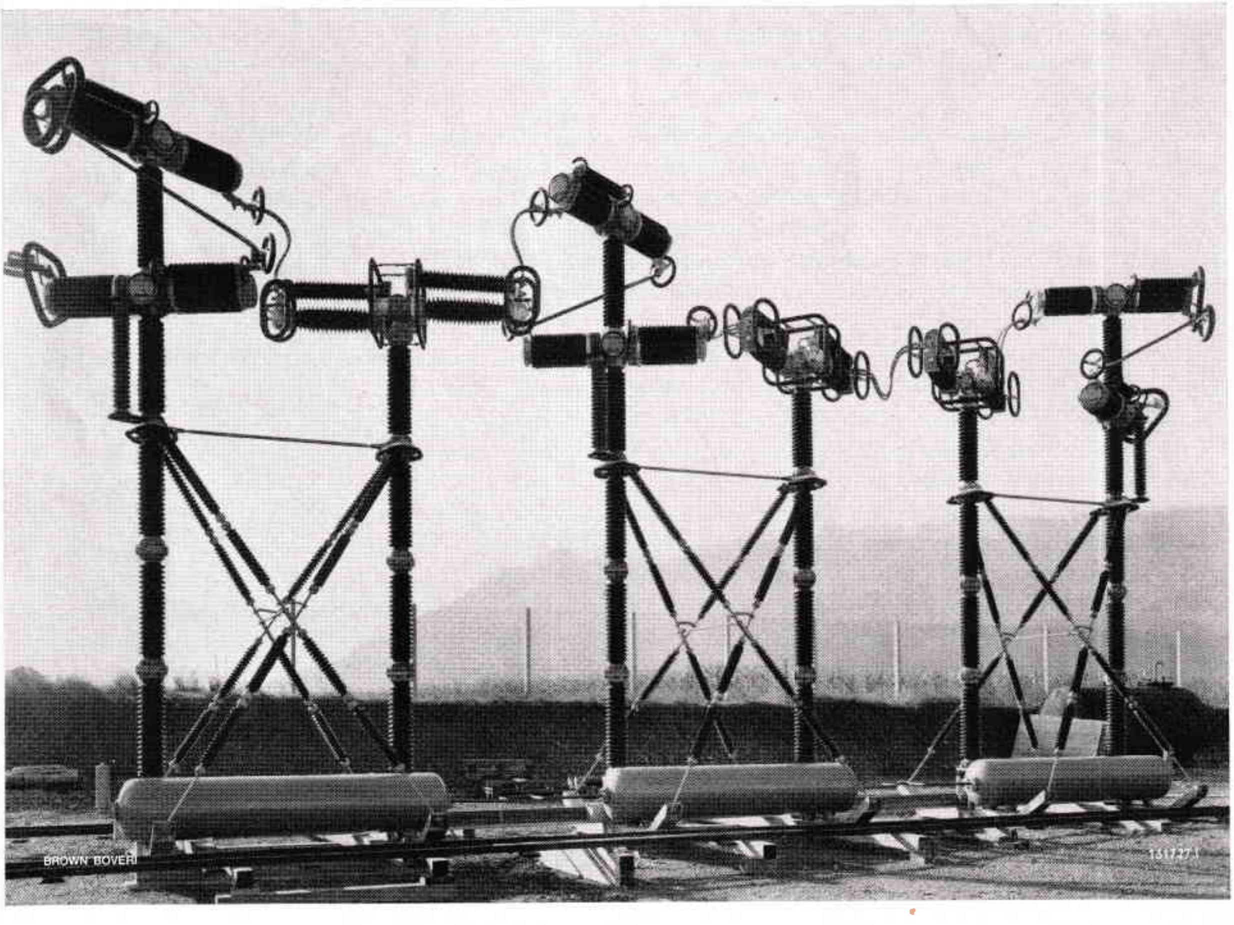
621.316.57.064.45.027.873.5 (71)

Au cours des mois de septembre et octobre 1965, deux groupes de disjoncteurs pneumatiques ultra-rapides du type DMF quittèrent notre usine de Baden après des essais de réception très complets. Cette livraison destinée au nouveau réseau à 735 kV de la Commission hydroélectrique de Québec est intéressante à plus d'un point de vue.

La transmission d'énergie à 735 kV de Manicouagan à Québec représente le transport à la tension la plus élevée utilisée jusqu'à présent dans le monde. La Société Brown Boveri a livré non seulement des disjoncteurs pour cette grande réalisation, mais encore des transformateurs de courant et de tension et aussi des bobines de compensation[1].

[1] Voir P. LAUENER: Construction de lignes de transmission 735 kV au Canada. *Rev. Brown Boveri*, t. 51 (1964), n° 1/2, p. 111 et 112.

W. ERB et J. KRAAIJ: Construction et essais des bobines de compensation pour 735 kV. *Rev. Brown Boveri*, t. 52 (1965), n° 11/12, p. 864 à 875.



Pôle d'un disjoncteur pneumatique, type DMF 735nc12, à 750 kV, ayant un pouvoir de coupure de 60 000 MVA

Lorsque cette commande nous parvint, en 1963, nous avions déjà en fabrication pour l'Exposition nationale suisse de 1964 à Lausanne, un pôle d'un disjoncteur pneumatique ultra-rapide de type DMF pour 750 kV. Il sembla tout indiqué d'utiliser, pour ce projet, ce nouveau type de disjoncteur à grande puissance et de l'adapter aux conditions spéciales du client.

Pour ce nouveau type de disjoncteur à grande puissance, nous avons repris le système à coupures multiples, car il permet d'utiliser les avantages techniques et économiques d'un système de jeu de construction, donc d'employer pour ce disjoncteur à 750 kV les mêmes éléments que ceux des disjoncteurs à 110 et à 70 kV. Il suffit d'augmenter le nombre de points de coupure et le niveau d'isolement par rapport à la terre pour le disjoncteur à 750 kV.

L'arc de coupure de ce disjoncteur est soufflé dans une chambre de coupure et la distance d'isolement est assurée par une chambre de sectionnement. Ce principe de coupure est utilisé avec succès depuis des années dans les disjoncteurs DKF. Le système de commande a été fondamentalement modifié par rapport aux anciens types de disjoncteurs pneumatiques Brown Boveri, ce qui a permis de diminuer encore beaucoup le temps de déclenchement mécanique. Il est maintenant de 20 à 21 millisecondes. L'erreur de simultanéité entre les douze chambres de coupure d'un pôle est inférieure à 1 ms et celle des six chambres de sectionnement lors de l'enclenchement et du déclenchement inférieure à 2 ms. Le temps de déclenchement total du disjoncteur (y compris la durée de l'arc) est de 2 périodes (33 ms) seulement à 60 Hz ou 1,8 périodes (36 ms) à 50 Hz.

La sécurité de fonctionnement et la durée de vie de ces disjoncteurs ont été prouvées par des essais d'endurance mécanique. L'élévation de température lors de l'essai d'échauffement avec un courant nominal de 2000 A à 60 Hz resta notablement plus basse que la valeur limite admissible. Le disjoncteur peut, avec de légères modifications, être livré pour un courant nominal de 4000 A.

Les essais de réception effectués ont prouvé le haut pouvoir de coupure de ces disjoncteurs et la sûreté de fonctionnement de leurs parties mécaniques. Dans de nombreux essais, un pouvoir de coupure de 60000 MVA à été atteint tant en court-circuit aux bornes qu'en défaut kilométrique.

Un programme d'essai étendu fut exécuté aussi bien dans notre laboratoire d'essais à haute tension que chez Micafil S.A. à Zurich-Altstetten pour déterminer la rigidité diélectrique du disjoncteur.

On a trouvé les valeurs suivantes:

tension de tenue au choc (valeur de crête) positive et négative 1,2/50, par rapport à la terre et entre les bornes du disjoncteur: 2200 kV

tension de tenue au choc (valeur de crête) positive et négative, à sec et sous pluie 230/3000, par rapport à la terre et entre les bornes du disjoncteur: 1350 kV

tension de tenue pendant 1 minute à 50 Hz (valeur efficace) à sec par rapport à la terre et entre les bornes du disjoncteur: 960 kV

tension de tenue pendant 1 minute à 50 Hz (valeur efficace), sous pluie, par rapport à la terre et entre les bornes du disjoncteur: 850 kV.

Toutes ces conditions d'essai furent remplies par le disjoncteur parfois avec une grande marge.

De plus, nous avons déterminé le seuil d'effluves, le seuil des tensions provoquant des perturbations radiophoniques et la tension perturbatrice et nous avons trouvé des valeurs très favorables. Le seuil d'effluves est encore très supérieur à la tension admissible de 465 kV. Avec cette tension dans le circuit NEMA, on obtient une tension perturbatrice de 40 μV, alors que la valeur admissible est de 200 μV.

(J.C.) A. EIDINGER

Publications de collaborateurs parues dans diverses revues

Baltensperger P., Bader H., et al.: Kurzschlussleistung und transitorische wiederkehrende Spannung in schweizerischen 170-, 52- und 17,5-kV-Netzen. Bericht einer Arbeitsgruppe des Fachkollegiums 17 A des Schweizerischen Elektrotechnischen Komitees. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 56 (1965), n° 26, p. 1145 à 1150.

Bratoljić T.: Untersuchung des Wendeflusses von Gleichstrommaschinen bei zeitlich veränderlichem Ankerstrom anhand von Theorie und Modell. *Sci. elect.*, vol. 11 (1965), n° 3, p. 65 à 86.

Canay M.: Ein neues Verfahren zur Bestimmung der Querachsengrössen von Synchronmaschinen. *Elektrotech. Z.*, Edit. A, vol. 26 (1965), n° 17, p. 561 à 568.

Faber G., Maggi C.M.: Rissbildung in ausscheidungshärtenden Werkstoffen beim Glühen nach dem Schweissen. *Arch. Eisenhüttenwesen*, vol. 36 (1965), n° 7, p. 497 à 500.

Filipović Z., Hinnen H., Knecht H.: Die neuen Pendelzüge der Luzern–Stans–Engelberg-Bahn (LSE). *Technica*, vol. 15 (1966), n° 1, p. 17 à 25.

Goldstein A.: Quelques problèmes de la transmission de l'énergie électrique à très haute tension (750 kV). *Bull. Soc. belge Elect.*, vol. 81 (1965), n° 2, p. 175 à 192.

Heizmann R.: Sicherheit am Arbeitsplatz – Psychologische Aspekte in der Unfallverhütung. *Z. Schweisstechnik*, vol. 55 (1965), n° 10, p. 370 à 372.

Hübner R.: Zeitkreisschaltungen mit Kaltkathodenröhren. *Funktechnik*, vol. 20 (1965), n° 23, p. 946.

Hübner R.: Bemerkenswerte Bauteile auf der INEL 65. *Elektro-Anzeiger*, vol. 18 (1965), n° 23, p. 27 à 31.

Jenny E.: Forschung in der Industrie. Das vergrösserte Laboratorium für thermische Maschinen von Brown Boveri in Baden. *Neue Zürcher Zeitung*. Annexe *Technik*, n° 219/220 du 29.12.1965.

Kolb O.: Umformer mit Transistoren und Thyristoren. *Elektroniker*, vol. 4 (1965), n° 2, p. 9 à 19.

Noser R.: Die Anpassung der Dimensionierung der Synchronmaschine an die Betriebsbedingungen. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 56 (1965), n° 11, p. 428 à 429.

Paul H.: Mariner IV. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 56 (1965), n° 21, p. 937 à 943.

Pfenninger H.: Entwicklung und Gestaltung einer 15 000...20 000-kW-Gasturbinenanlage. *Motortech. Z.*, vol. 26 (1965), n° 4, p. 177 à 184.

Rieder W., Pratl J.: Das Löschen und Wiederzünden von Schaltlichtbögen. *Sci. elect.*, vol. 11 (1965), n° 2, p. 33 à 48.

Risch R.: Die physikalische Besonderheit kornorientierter Elektrobleche. *Elektroniker*, vol. 4 (1965), n° 1, p. 27/28.

Ruoss E.: Leistungsschalter. *Bull. Ass. suisse Elect.*, t. 55 (1964), n° 11, p. 532 à 538.

Schönhuber M. J.: La vitesse d'absorption, ou plus précisément de getterage, d'une décharge de redresseur à vapeur de mercure (à paroi en fer) pour les gaz permanents non rares, et sa signification technique. *Vide*, vol. 19 (1964), n° 110, p. 60 à 76.

Schönsleben M.: Die automatische Datenverarbeitung im Betrieb von elektrischen Verbundnetzen. *Neue Zürcher Zeitung*. Annexe *Technik*, n° 144 à 146 du 9.9.1964.

Wegmüller H. F.: Die Entwicklung der numerisch gesteuerten Werkzeugmaschinen aus der Sicht des Verbrauchers. *Industr. Organis.*, vol. 34 (1965), n° 4, p. 116 à 127.

Wideröe R.: Eindrücke von der Internationalen Hochenergiekonferenz in Dubna (U.R.S.S.) août 1963. *Schweiz. tech. Z.*, vol. 61 (1964), n° 29, p. 590 à 593.

Table des matières – Tome 52 (1965)

Les articles marqués d'un astérisque (*) figurent dans le n° 1/2 relatif à notre activité et aux progrès réalisés en 1963 et 1964.

Page

Généralités

EGGELING H.: Un nouveau potentiomètre à courant fort 652

KNAPP F.: Les résines époxydes 575

SERBOLI G.: Utilisation de la spectrographie infrarouge pour l'étude du mécanisme de durcissement des résines époxydes 590

ZSCHOKKE H./FRIEDL KH.: L'utilisation des résultats d'essais de fluage d'aciers réfractaires à l'aide de formules paramétriques 232

Publications de collaborateurs parues dans diverses revues 654, 929

Production et utilisation de la vapeur

Appareil de commande automatique pour turbines à vapeur* 52

Recherche* 5

Turbines à vapeur* 8

Turbines à gaz

BOLLIGER H.R.: L'emploi de turboréacteurs pour la production d'énergie électrique 239

DERCLAYE M.: 25 ans d'expérience d'exploitation de turbines à gaz 244

PFENNINGER H.: Un nouveau genre de centrale à turbine à gaz de 15 000 kW, pouvant être montée rapidement 214

Turbines à gaz* 15

Turbo-compresseurs de suralimentation, engrenages

BÖSCH N.: Les températures atteintes dans les différentes parties d'un turbo-compresseur de suralimentation 204

DIBELIUS G.: Sur l'injection partielle des turbines de groupes de suralimentation 180

LEEMANN W.: Réfrigérants pour diesels suralimentés 241

LINSI U.: Essais effectués sur un compresseur centrifuge de groupe de suralimentation 161

MEIER E.: Suralimentation à deux étages 171

RYTI M.: Oscillations apparaissant dans les conduites d'air des diesels suralimentés 190

Compresseurs et soufflantes* 17

Engrenages* 21

Suralimentation* 23

Production et utilisation de l'électricité

Machines électriques

VESLIGAJ F.: Les moteurs synchrones des pompes d'accumulation de la centrale de Tierfehd 328

WALTI W.: Alternateurs hydrauliques avec refroidissement du rotor et du stator par circulation directe d'eau 653

Alternateurs pour centrales hydrauliques* 33

Equipements normalisés pour groupes électrogènes de secours* 55

Le régulateur analogique de réseau* 49

Machines synchrones de puissance moyenne* 37

Régulation de la tension et excitation des machines synchrones* 40

Turboalternateurs* 31

Convertisseurs statiques

IRMINGER G.: Redresseurs au silicium pour une sous-station à 3600 V des Chemins de fer de l'Etat italien 794

KELLER E.: Redresseurs au silicium type Rectibloc 318

SCHNEIDER P.: Convertisseurs statiques Rectistack et Thyristack de la technique de l'électronique de puissance Brown Boveri 310

Mutateurs* 80

Redresseurs au silicium* 74

Transformateurs, transformateurs de mesure et groupes convertisseurs

BÜHLER K.: Une nouvelle série de changeurs de prises en charge pour transformateurs de grande puissance 843

CHRISTOFFEL M.: Les réactances homopolaires des transformateurs et bobines d'inductance 837

DOBŠA J./PIRKTL E.: La tenue des transformateurs aux courts-circuits 821

EDLINGER A./SCHMID H.: Transformateurs et bobines de réactance pour stations d'essais à grande puissance ... 856

ERB W./KRAAIJ D.J.: Construction et essai des bobines de compensation pour réseau à 735 kV 864

GERMANN W./WAGENBICHLER E.: Une nouvelle construction pour les transformateurs monophasés: circuit magnétique en croix 808

GHISLER, G.: Une date dans la production des transformateurs de mesure 922

HARTMANN H./MUSY C.: Raisons pour lesquelles la résine synthétique moulée convient particulièrement bien à la construction des transformateurs de mesure à haute tension 598

HEINIGER W.: L'influence de la capitalisation des pertes sur la construction des grands transformateurs 804

HUBER F.: Méthodes de mesure utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs et ordre de grandeur des erreurs correspondantes 889

HUBER F.: Courant d'enclenchement dans les transformateurs de distribution 908

ITSCHNER M.: Progrès réalisés dans la construction des transformateurs 801

KRAAIJ D.J.: Progrès réalisés dans la technique de l'essai des transformateurs 876

PELIKAN T.: Transformateurs avec tôles en développante de cercle 903

PIRKTL E.: Détermination du champ électromagnétique dans les transformateurs au moyen de calculatrices numériques 813

SCHMID H.: Transformateurs de grande puissance pour centrales électriques 849

TANNER A.: Vue d'ensemble sur les transformateurs de mesure Brown Boveri enrobés de résine synthétique moulée 614

Page

WEBER W./WOLFF K.: Mesures pour maintenir en bon état l'huile des transformateurs de distribution 916
WENGER H.: La première bobine d'inductance Brown Boveri de 110 Mvar, pour 735/$\sqrt{3}$ kV, 60 Hz, a subi les essais de réception avec succès 341
WENGER H.W.: Technique de fabrication des transformateurs de mesure isolés à la résine synthétique......... 609
WOLFF, K.: Protection des huiles des transformateurs contre le vieillissement 897
Groupes convertisseurs de couplage de réseaux 82
Transformateurs de mesure* 67
Transformateurs* 68

Appareillage

BARDORF O.: Le nouveau disjoncteur à basse tension à déclenchement direct type GB 6 260
BAUMANN J.: Cellules débrochables simplifiées de type ouvert et blindé pour disjoncteurs à faible volume d'huile type SB 279
BÜHLER K.: Une nouvelle série de changeurs de prises en charge pour transformateurs de grande puissance 843
EIDINGER A.: Le nouveau disjoncteur pneumatique ultra-rapide, type DMF. Première livraison pour le réseau canadien à 735 kV 924
KNECHT J./VADASZI J.: Amélioration du disjoncteur pneumatique pour l'intérieur jusqu'à un courant nominal de 12 000 A 646
LATZKO J./MUNZINGER K.: Cellules blindées débrochables pour les disjoncteurs à faible volume d'huile de 12, 24 et 36 kV 268
LEIBOLD A.: Sectionneurs à pantographe pour une tension de service de 500 kV 650
SCHAFFER G./BANDERET P.: L'effet Kelvin dans les barres pour grande intensité de courant 623
SCHNEIDER J.: Les nouveaux disjoncteurs à faible volume d'huile, 12 et 24 kV, 500 et 1000 MVA 251
SCHUBERT H./MEINZINGER W.: Atténuation du bruit provoqué par les disjoncteurs pneumatiques 628
VORWERK H.J.: Coupure de barres omnibus de grande longueur au moyen des sectionneurs à pantographe .. 648
Appareils de manœuvre et de protection pour réseaux à haute et à moyenne tension* 56
Disjoncteurs à faible volume d'huile* 59
Interrupteurs-sectionneurs* 59
Postes de distribution* 61
Salles de commande* 54

Dispositifs de protection, relais

KOLB M./LATAL W.: Nouveaux parafoudres à soufflage magnétique pour des tensions alternatives jusqu'à 37 kV 336
WEBER P.: Un nouveau relais de distance pour réseaux à moyenne tension 297
Appareils de manœuvre et de protection pour réseaux à haute et à moyenne tension* 56
Nouveau relais de distance pour réseaux à moyenne tension* 64
Nouveau relais différentiel tripolaire, type D 2* 65
Parafoudres* 60

Technique du réglage et de la commande

BUTZ H./HALLER W.: Unitrol, le nouveau régulateur électronique universel pour la tension, le courant et la vitesse de rotation 641

Page

FORSTER M.: Les éléments électroniques dans la commande des locomotives de la série Re 4/4 II des Chemins de fer fédéraux suisses 720
KRAFFT N./EGER D.: Systèmes de commande dans les centrales et les postes 283
Appareil de commande automatique pour turbines à vapeur* 52
Automatisation de la marche des trains* 153
Equipements d'entraînement, techniques de la commande, de la régulation et de l'automatisation dans l'industrie* 93
Régulation de la vitesse des turbines hydrauliques et des turbines à vapeur* 47

Electronique, transmission des informations

BANDERET P.: L'établissement des programmes pour la calculatrice DP 200 364
BECHTIGER K.G.: L'installation de transmission de données et de téléaction, système DUFA 400
BRECHBÜHLER M.: Le système d'entrée-sortie et les appareils périphériques les plus importants de la calculatrice de processus DP 200 371
BUTZ H./HALLER W.: Unitrol, le nouveau régulateur électronique universel pour la tension, le courant et la vitesse de rotation 641
FRIEDMANN W./PELTZER N.: Transmission linéaire d'informations voie/véhicule moteur par haute fréquence 752
KUNZ H.R.: Le scrutateur de données DP 250 379
LAUTENSCHLAGER R.D.: Optimisation du tronçonnage dans un train continu à petits fers, à l'aide d'une calculatrice pour processus industriels type DP 200 387
MEYER H.: Les fonctions du traitement de l'information dans les processus industriels 349
ŠAKIĆ B.: L'utilisation de la télémesure numérique cylique dans la production et la distribution de l'énergie 415
SCHÖNSLEBEN M.: La technique Brown Boveri de la téléaction 397
SENN W.: Appareils transistorisés pour transmission par courants porteurs 422
SHIPPEY G.A./GIMMEL R.: La calculatrice pour processus DP 200 356
WEISS H.: Mise en œuvre de l'équipement à faisceau hertzien type MT 3 465
ZOTTER A.: Les canaux à déplacement de fréquence pour les installations de téléaction et de transmission de données 429
La calculatrice pour processus industriels, type DP 200* 110
La technique électronique Brown Boveri* 93
Installations de transmission d'informations* 150
Installations de transmission par onde porteuse sur lignes à haute tension (installations TFH) 151
Installations de télémesure* 152

Equipements électriques d'entraînement

Equipements d'entraînement, techniques de la commande, de la régulation et de l'automatisation dans l'industrie* 93
Equipements électriques de laminoirs* 96
Equipements électriques de machines-outils* 101
Equipements électriques pour l'industrie du papier* 105
Industrie textile* 108
Machines à courant continu* 91
Moteurs électriques de construction moderne* 84
Moteurs à courant alternatif* 84
Vérins électro-hydrauliques* 109

Page

Traction

Boisson R.: Locomotives diesel-électriques série 68 000 pour la Société nationale des chemins de fer français (SNCF) 691
Boisson R.: Les locomotives diesel-électriques «CEM» de manœuvres 790
Fehr A.: L'amortissement des vibrations sur les automotrices à courant alternatif monophasé 740
Filipović Ž.: Les rames navettes du chemin de fer Lucerne–Stans–Engelberg (LSE) 680
Forster M.: Les éléments électroniques dans la commande des locomotives de la série R 4/4 II des Chemins de fer fédéraux suisses 720
Friedmann W./Peltzer N.: Transmission linéaire d'informations voie/véhicule moteur par haute fréquence 752
Hahn H.-J./Zwahlen R.: Dispositif automatique de marche et de freinage pour une rame-navette de banlieue du Chemin de fer Bodensee–Toggenburg 744
Hödle H./Stemmler H.: Equipements de traction modernes et principes de commande nouveaux pour les véhicules de traction 706
Kocher E./Isler E./Fehr A.: Locomotives à redresseurs Ae 4/4 II n° 261 et 262 de la Compagnie du Chemin de fer des Alpes bernoises Berne–Lœtschberg–Simplon (BLS) 661
Largiadèr H.: Réalisations modernes d'isolations pour moteurs de traction 732
Manz O.: Installation de production de courant, comportant une génératrice à pôles à griffes et un régulateur électronique, pour véhicules 779
Muff H.: Le progrès réalisé dans la construction des transformateurs pour la traction ferroviaire 791
Schenk F./Renold R./Zumsteg V.: La transmission électrique du grand véhicule de chantier Berliet TX-40 761
Strub P.: Ventilation et chauffage par air avec sélection automatique de la tension, dans les nouvelles voitures-couchettes RIC des Chemins de fer fédéraux suisses 771
Woimant J.: Locomotives tri-courant pour la Société nationale des chemins de fer français (SNCF) 789
Zwahlen R.: Le frein rhéostatique commandé par thyristors pour les rames automotrices Transalpin des Chemins de fer fédéraux autrichiens 727
Application de l'électronique à la traction* 139
Automatisation de la marche des trains* 153
Chemins de fer de montagne* 134
Eclairage et chauffage des trains, installations de climatisation* 136
Pièces d'équipements pour locomotives et automotrices* 137
Traction en courant monophasé à $16^2/_3$ Hz* 126
Traction en courant monophasé à 50 Hz et véhicules polycourant* 130
Traction diesel-électrique* 131
Traction en courant continu* 131
Tramways, chemins de fer métropolitains et trolleybus* 135

Applications électrothermiques

Bats R.: Une technique nouvelle de placage inoxydable et de rechargement dur: le placage «ruban-arc submergé» 525
Daemen R.: Le soudage des aciers à haute limite élastique et de fortes épaisseurs 512
Faber G./Maggi C.: La transformation des aciers alliés dans la zone limite du cordon de soudure 563
Henseler H./Hoven G.: Installations de soudage automatique pour la confection de parois en tubes jointifs, étanches aux fumées, dans la construction de chaudières à haute pression 533
Kocher H.: Nouveaux redresseurs de soudage 489
Kocher H.: Transformateurs de soudage pour l'alimentation d'automates 567
Lüthy A.: Le soudage dans la construction de machines et appareils 495
Morin M.: Le soudage automatique en corniche de réservoirs de stockage 539
Nigg F.: Un nouveau petit automate pour le soudage à l'intérieur de tubes 569
Robin M.: Rechargement de galets de berlines et de roues de locomotives 556
Robin M.: Fils et flux pour soudage automatique 560
Schmid A.: Soudage sous atmosphère protectrice avec électrodes fusibles 544
Schmid A.: Semi-automates Brown Boveri pour le soudage sous CO_2 570
Bains de galvanisation à chaud* 116
Chauffage par induction à haute fréquence* 117
Chauffage diélectrique à haute fréquence* 119
Fours à arc* 114
Fours de fusion à induction* 115
Fours à résistance pour traitements thermiques* 117
Fours électriques pour l'industrie de la céramique* 118
Soudage à l'arc* 122
Soudage par résistance* 123

Technique de la haute fréquence

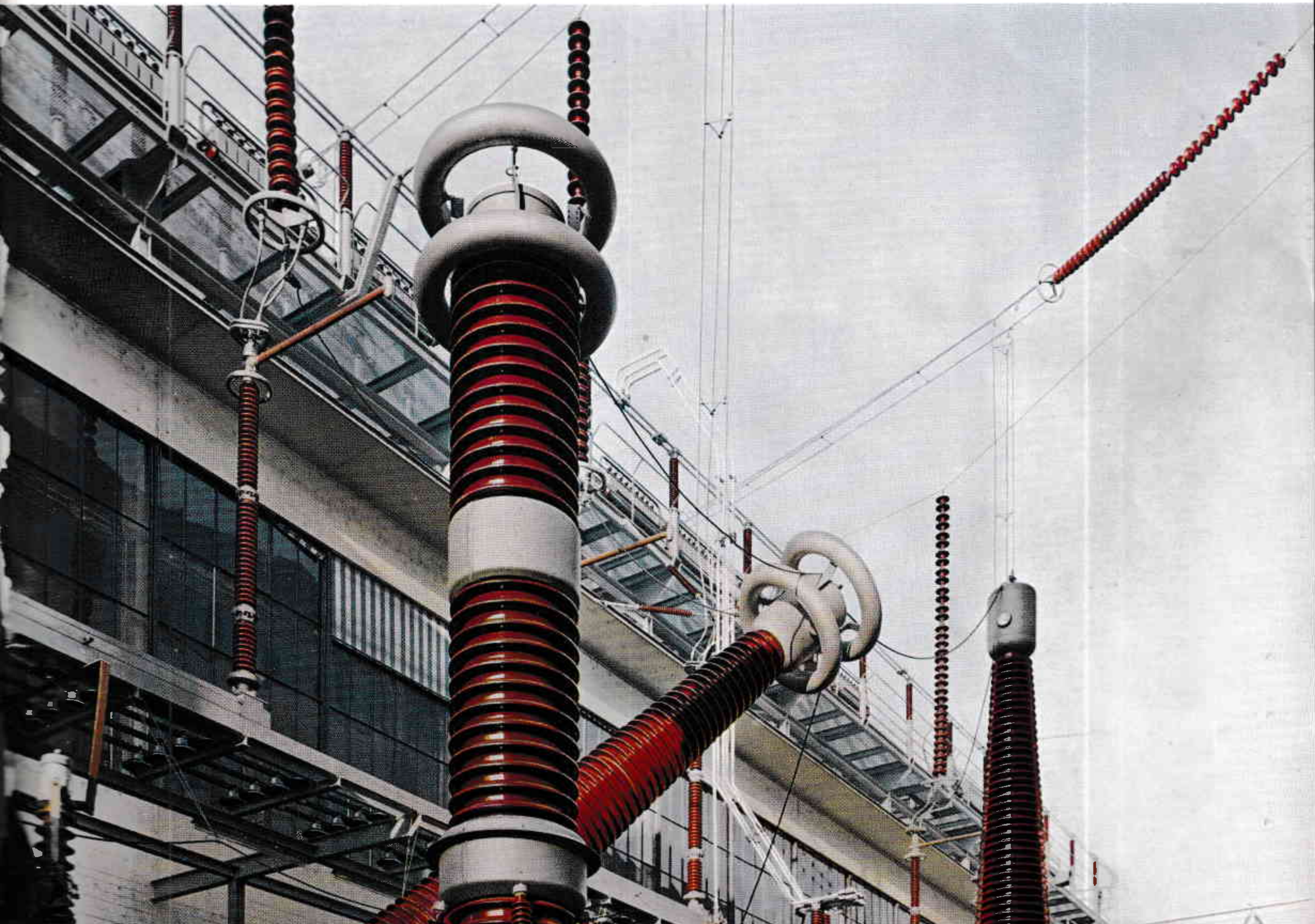
Käch A.: Application de la technique des semi-conducteurs aux équipements de télécommunication en hyperfréquence 457
Leng L.: Emetteur de radiodiffusion de 250 kW pour ondes moyennes et courtes 470
Marek L./Müller H./Tuero M.: Le calcul des filtres selon la méthode des paramètres d'utilisation 439
Senn W.: Appareils transistorisés pour transmissions par courants porteurs 422
Vandewalle I.: Les nouvelles installations radiotéléphoniques de la police du canton de Vaud 324
Weiss H.: Mise en œuvre de l'équipement à faisceaux hertzien type MT 3 465
Wigdorovits I.: Le radiotéléphone RT 18, un appareil aux nombreuses possibilités d'extension 449
Accélérateurs de particules* 153
Emetteurs à ondes courtes* 148
Emetteurs à ondes moyennes* 148
Emetteurs de télévision* 150
Equipements de faisceaux hertziens* 145
Installations de transmission par onde porteuse sur lignes à haute tension (installations TFH) 151
Installations de télémesure* 152
Radiotéléphones* 147
Tubes d'émission et tubes pour applications industrielles* 143
Tubes à gaz* 144

Numéros spéciaux

N° 1/2: Notre activité et les progrès réalisés pendant les années 1963 et 1964
N° 3: Groupes de suralimentation et turbines à gaz
N° 5/6: Traitement et transmission de l'information
N° 7: Soudage électrique
N° 9/10: Traction
N° 11/12: Transformateurs

Montage pour l'essai de bobines de compensation à haute tension avec la puissance et la tension de service 110 Mvar, 735: $\sqrt{3}$ kV ▶

A gauche, au premier plan: le transformateur pour la mesure de la tension; immédiatement derrière celui-ci: le condensateur à gaz comprimé pour la mesure du facteur de pertes; tout à fait à gauche: le transformateur d'alimentation 8/750 : $\sqrt{3}$ kV; à droite, à l'arrière-plan: la bobine de compensation faisant l'objet d'essai. Sur le toit du bâtiment, à gauche: la batterie de condensateurs à haute tension qui fournit la puissance réactive nécessaire.



Editeur: Société Anonyme Brown, Boveri & Cie, Baden (Suisse). Imprimé par Kreis & Cie S.A. à Bâle
Distributeur pour la France: Cie Electro-Mécanique, 12, rue Portalis, Paris (8e)